ERRATA

Pétrole et gaz Activités 1981

Se Lit:	Doit se lire :
p. 6 Préface (5e paragraphe) . . . Ce dernier est toujours chargé . . .	. . . Des services du ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien sont toujours chargés . . .
p. 6 Préface (6e paragraphe) La division de la coordination des opérations pétrolières et gazières assure la liaison entre le Ministère et l'Administration . . .	La division de la coordination des terres pétrolifères et gazéifères assure la liaison entre d'autres élèments du Ministère et l'Administration . . .
p. 6 Préface (7e paragraphe) . . . G.N. Faulkner, sous-ministre adjoint, Affaires du Nord	. . . G.N. Faulkner, sous-ministre adjoint, Programme des affaires du Nord R.D. Glass, directeur général, Direction de la planification des ressources et de l'économie du Nord . . .
. . . M. Taschereau, administrateur, Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada . . .	. . . M.E. Taschereau, administrateur, Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada
. . .	D.G. Crosby, sous-administrateur des opérations
. . .	Les subdivisions du Groupe des opérations responsable de la gestion des droits pétroliers et gaziers actuels sont : . . .
p. 34 Recettes (3e paragraphe) Cette augmentation est due uniquement à la signature d'un accord d'exploration avec Petro-Canada en 1979.	Cette augmentation est due uniquement à la signature d'un accord d'exploration avec la Dome Petroleum Ltd. en 1979.
p. 40 Forages au large des côtes L'ouest de l'Arctique On a repris et terminé les travaux aux puits Kopanoar 21-44 . . .	On a repris et terminé les travaux au puits Kopanoar 2 I-44 . . .
p. 47 J76-60-10-117-00	J-76-60-10-117-00
p. 59 Figure 19 – Projet de Pipeline de Norman Wells Fort Laird Fort Norman	• • Interprovincial Pipe Line (NW) Ltd. Fort Liard Son emplacement est situé à 80 km au sud de Norman Wells sur la rive est du fleuve Mackenzie.
Page centrale (carte) 29 Ashland Redji Lake F-24	29 Ashland Tedji Lake F-24

Pétrole et gas activités 1981

(Édition n° 18)

Rapport sur les activités de l'industrie pétrolière et gazière au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest en 1981

Documentation rassemblée par la Division de la coordination des opérations pétrolières et gazières et la Direction générale des ressources non renouvelables du Nord

©Publié avec l'autorisation de
M. John Monroe
Ministre des Affaires indiennes et du Nord
Ottawa, 1982
QS-8313-000-FF-A
N° au catalogue R71-6/1981F
ISBN 0-662-91789-8

This publication is also available in English under the title: Oil and Gas Activities 1981.

Frontispice — Photographie à l'infrarouge, en fausses couleurs, du Delta du Mackenzie, prise par satellite.

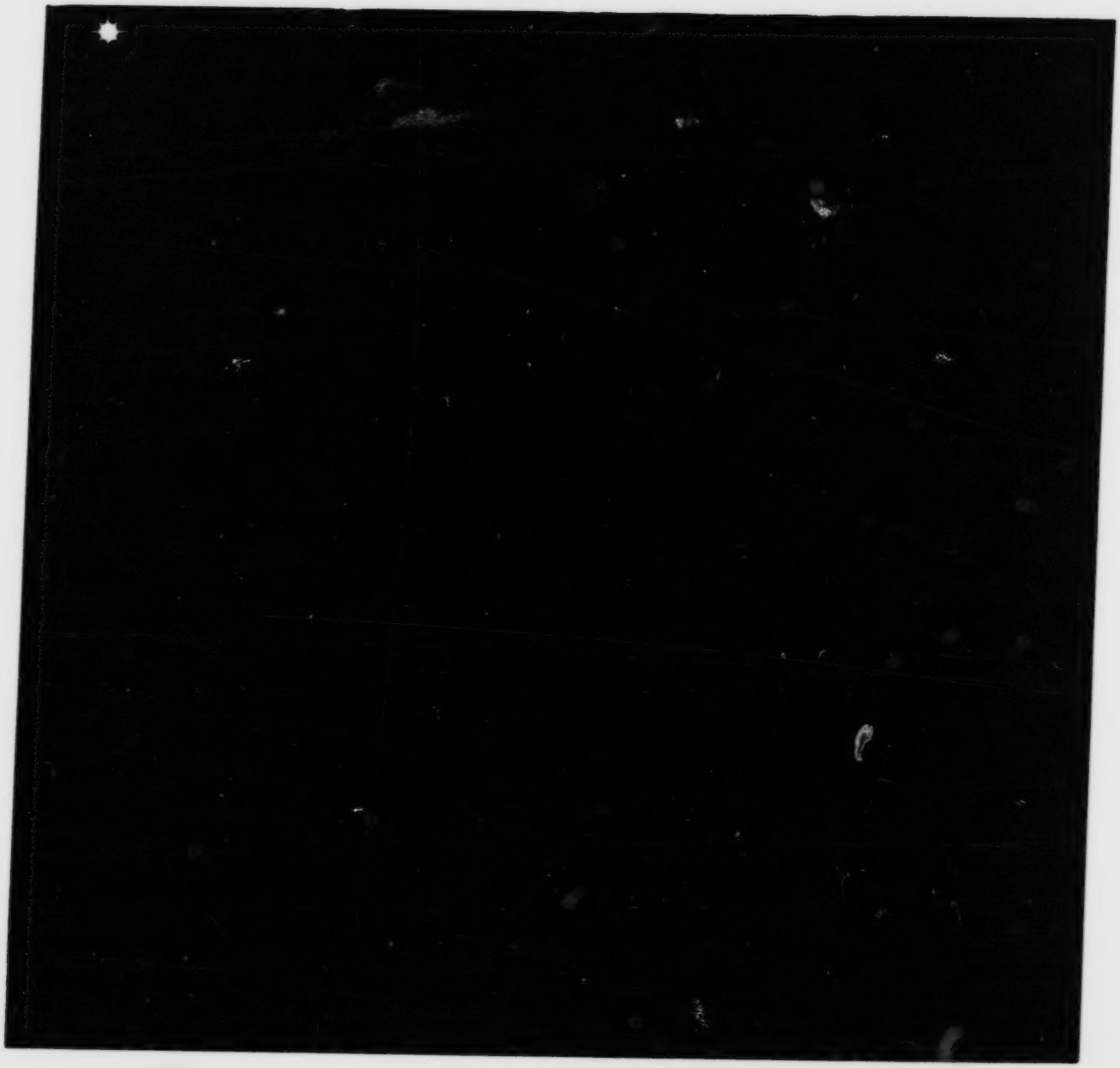


Table des matières

6 Préface

8 Sommaire

11 Réserve de pétrole et de gaz naturel et nouveaux gisements
12 Provinces géologiques au nord du 60e parallèle — Découverte et récupérations de pétrole et de gaz naturel
21 Rapport du Comité d'étude des réserves de la Canadian Petroleum Association — 1981
23 Ressources potentielles de pétrole et de gaz naturel

25 Gestion du territoire

30 Lois et règlements
30 Loi sur le pétrole et le gaz du Canada
30 Règlement sur les terres pétrolifères et gazifères du Canada
33 Règlement canadien sur les activités géophysiques reliées au pétrole et au gaz
33 Règlement sur les pipelines et règlement sur les gazoducs
33 Règlement sur la production de pétrole brut et de gaz naturel au Canada

34 Recettes

40 Prospection, forages et découvertes
40 Prospection
40 Études géologiques et géophysiques
40 Prospection sismique terrestre
40 Prospection sismique sous-marine
40 Forages
40 Forages au large des côtes
46 Îles arctiques
46 Sud des Territoires
46 Delta du Mackenzie
46 Yukon
46 Découvertes
47 Prévisions pour 1982

53 Dépenses nettes de l'industrie en 1981

56 Production et raffinage
56 Champ pétrolifère de Norman Wells
56 Champ de gaz naturel de Pointed Mountain
56 Champ de gaz naturel de Kotaneelee

57 Construction de pipelines et autres activités
57 Projet pilote pour le transport du gaz naturel liquéfié (GNL) de l'Arctique
58 Pipeline de Norman Wells

58 Études et recherches
58 Études géophysiques
58 Programmes de recherche
58 AEPA et COOSRA
60 Étude de la région du détroit de Lancaster
61 Planification de l'utilisation des terres
61 Exposés des incidences sur l'environnement dans la région de la Mer de Beaufort

62 Annexe I
Sources de renseignement

78 Annexe II
Directives

81 Annexe III
Formulaires

83 Annexe IV
Provinces géologiques

86 Annexe V
Bibliographie sélective

Tableaux et figures

Tableaux

11	Tableau 1	Volume des sédiments par région
22	Tableau 2	Estimation des réserves établies par la Canadian Petroleum Association
23	Tableau 3	Ressources potentielles de pétrole et de gaz naturel — 1982
25	Tableau 4	Nombre des droits d'exploration accordés (permis, renouvellements spéciaux, accords d'exploration) et de baux signés et superficies couvertes au 31 décembre 1981
35	Tableau 5	Recettes brunes provenant de l'exploitation du pétrole et du gaz naturel — 1975 à 1981 (années civiles)
37	Tableau 6	Recettes provenant de l'exploitation du pétrole et du gaz naturel — 1975-1976 à 1981-1982 (années financières)
43	Tableau 7	Statistiques sur l'exploration — 1973 à 1981
46	Tableau 8	Puits abandonnés ou forés à leur profondeur maximum en 1981
53	Tableau 9	Dépenses nettes en 1980 (données définitives)
54	Tableau 10	Dépenses nettes en 1981 (données provisoires)

Figures

		Réserves de pétrole et de gaz naturel et nouveaux gisements (carte) Page centrale
9	Figure 1	Provinces géologiques (carte)
26	Figure 2	Superficies détenues en vertu de permis d'exploration pétrolière et gazière
27	Figure 3	Superficie tenue à bail par année
28	Figure 4	Droits pétroliers et gaziers
29	Figure 5	Durée des permis et montant des travaux exigés par zone
31	Figure 6	Durée des permis et montant des travaux exigés à l'acre
32	Figure 7	Schéma du mode d'attribution des droits pétroliers et gaziers
36	Figure 8	Recettes brutes provenant de l'exploitation du pétrole et du gaz naturel (par année civile)
38	Figure 9	Recettes brutes provenant de l'exploitation du pétrole et du gaz naturel (par année financière)
39	Figure 10	Valeur des primes perçues dans le cadre des offres comportant des clauses à cet effet
41	Figure 11	Travaux d'exploration - Mois-équipes Études géologiques - Mois-équipes Études sismiques terrestres
42	Figure 12	Travaux d'exploration - Profil sismique
48	Figure 13	Puits forés à leur profondeur maximum ou abandonnés en 1981 Sud des Territoires du Nord-Ouest et Yukon

49	Figure 14	Puits forés à leur profondeur maximum ou abandonnés en 1981
50	Figure 15	Puits forés à leur profondeur maximum ou abandonnés en 1981 Îles arctiques
51	Figure 16	Nombre de puits forés
52	Figure 17	Profondeur des puits
55	Figure 18	Dépenses d'exploration pétrolière et gazière présentées en vue d'obtenir des remises
59	Figure 19	Pipelines situés dans le Nord (carte)
60	Figure 20	Étude de l'environnement marin dans l'est de l'Arctique (EEMEA) (carte)

Photographies

Frontispice	Photographie à l'infrarouge, en fausses couleurs, du Delta du Mackenzie, prise par satellite
7	Photographie 1. Le puits Gulf *et al* E. Tarsiut N-44, foré à partir d'une île artificielle dans la Mer de Beaufort (Reproduction autorisée par Gulf Canada Resources inc.)
33	Photographie 2. L'Explorer, navire de forage des sociétés Dome et Canmar, dans la Mer de Beaufort (Reproduction autorisée par Dome Canada)
34	Photographie 3. Puits de pétrole et de gaz naturel Panarctic AIEG PPC — Cicso B-66, foré à partir d'une plate-forme de glace au large de l'île Lougheed, dans le bassing Sverdrup (Reproduction autorisée par Panarctic Oils Ltd.)
40	Photographie 4. Puits Esso Alerk P-23 foré à partir d'une île artificielle dans la Mer de Beaufort (Reproduction autorisée par Esso Resources Canada Ltd.)
56	Photographie 5. Puits Esso Issungnask 2 o-61 foré à partir d'une île artificielle dans la Mer de Beaufort (Reproduction autorisée par Esso Resources Canada Ltd.)

Préface

La politique fédérale de mise en valeur du Nord canadien découle du programme cadre "Le Nord canadien 1970-1980" établi en 1972, qui définit les objectifs et les questions prioritaires dans le Nord. Le but visé est d'améliorer la qualité de la vie dans le Nord, de protéger l'environnement nordique, élément essentiel du développement économique et social de cette région, de favoriser un essor économique viable et de promouvoir l'autonomie administrative des territoires. Depuis 1972, un certain nombre de modifications et d'éclaircissements ont été apportés à la suite des changements importants survenus dans le Nord et dans tout le Canada.

En octobre 1980, le gouvernement fédéral a lancé le Programme énergétique national. Selon le principe du "besoin de savoir", ce programme national met l'accent sur l'intensification des activités d'exploration dans le Nord afin de localiser les gisements, de connaître leur importance et de déterminer le potentiel économique de nos ressources. Le Programme d'encouragement du secteur pétrolier favorise ces activités par l'attribution de subventions à la prospection aux sociétés qui satisfont aux conditions établies. L'objectif est de suffire à tous nos besoins en pétrole d'ici 1990. Le Programme énergétique national reconnaît la nécessité d'étudier avec soin toutes les questions environnementales lorsque des travaux d'exploration de nos ressources énergétiques sont entrepris.

À la fin de 1981, le ministre des Affaires indiennes et du Nord et son homologue de l'Énergie, Mines et Ressources, ont mis sur pied l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada (A.P.G.T.C.)

Cet organisme est chargé de l'application de la Loi sur le pétrole et le gaz du Canada et de la gestion de toutes les activités de prospection et d'exploration des réserves de pétrole et de gaz sur les terres du gouvernement canadien, au nord et au sud du 60e parallèle. Il regroupe le personnel responsable de la gestion des ressources pétrolières antérieurement réparti dans les deux ministères. Toutes les sociétés pétrolières qui entreprennent des travaux de prospection au Canada doivent traiter avec l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada.

La création de cet organisme n'a nullement modifié les responsabilités du Ministre dans le domaine de l'exploitation des ressources de pétrole et de gaz naturel. Ce dernier est toujours chargé de coordonner la planification des lignes de conduite, de déterminer les retombées socio-économiques des activités pour les résidents des territoires, d'établir des mesures de protection de l'environnement et de gérer les ressources de la terre, des rivières et des lacs de l'Arctique régies par d'autres lois.

La Division de la coordination des opérations pétrolières et gazières assure la liaison entre le Ministère et l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada et veille à ce que la politique du Ministère dans le Nord et les intérêts locaux soient respectés lors de l'attribution des droits pétroliers et gaziers et de l'exploitation des ressources.

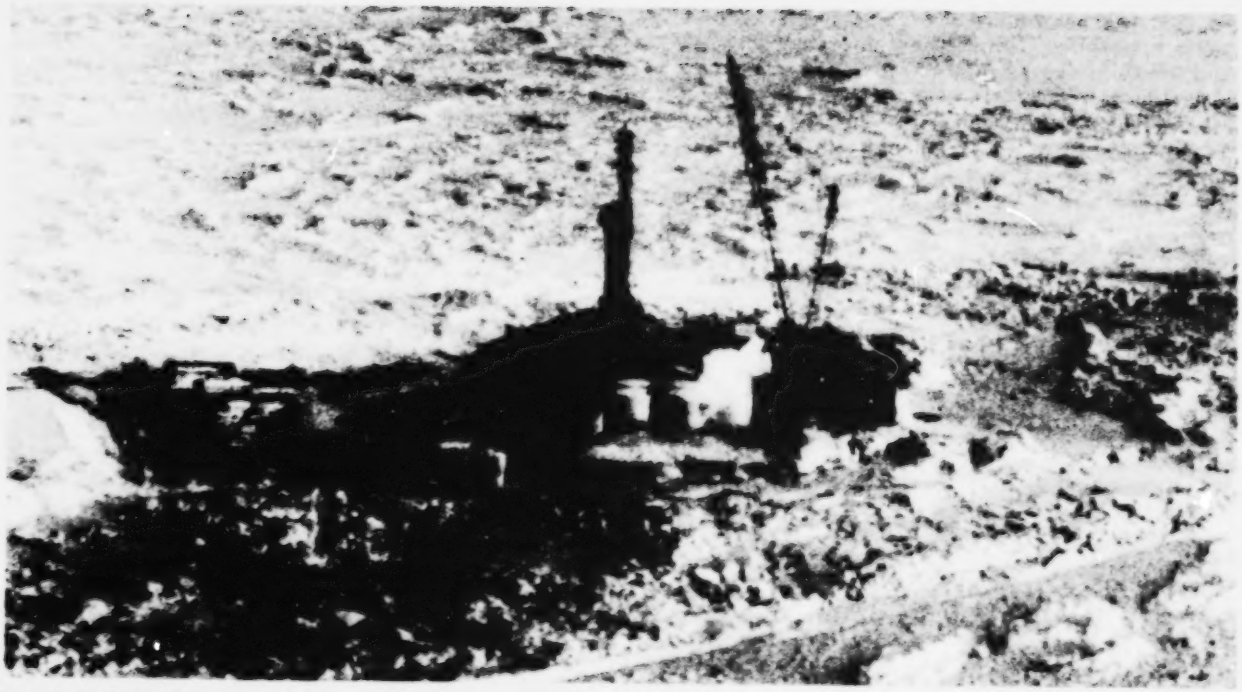
Au 1er mars 1982, l'administration des ressources de pétrole et de gaz naturel dans les Territoires du Nord-Ouest, au Yukon et au large des côtes du Nord canadien incombait aux personnes suivantes:

John C. Munro, ministre
Paul M. Tellier, sous-ministre
G.N. Faulkner, sous-ministre adjoint, Affaires du Nord
H.W. Woodward, directeur des ressources non renouvelables du Nord

P. Sullivan, chef de la coordination des politiques pétrolières et gazières

S.A. Kanik, chef de la coordination des opérations pétrolières et gazières.

M. Taschereau, administrateur
Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada



Le puits Gulf *et al* E. Tarsiut N-44, foré à partir d'une île artificielle dans la mer de Beaufort.

R.J. Harrisson, directeur général

La Direction générale de la gestion foncière veille aux intérêts du gouvernement lors de l'attribution des droits pétrolieres et gaziers sur les terres du Canada. Elle cède les droits pétroliers et gaziers, délivre les permis de prospection et d'exploitation et comptabilise les redevances et autres recettes provenant des sociétés ayant acquis des droits pétroliers et gaziers.

D.F. Sherwin, Directeur général

La Direction générale de l'évaluation des ressources estime le potentiel des ressources pétrolières et gazières des terres du Canada et évalue le potentiel géologique et économique des terres appartenant à des particuliers. Elle étudie les programmes d'exploitation, reçoit et tient à jour les données techniques concernant les activités d'exploration et conserve en bibliothèque tous les rapports traitant des travaux de prospection.

L.V. Brandon, Directeur général

La Direction générale du génie et du contrôle établit les règlements concernant les mesures de sécurité sur les chantiers de prospection et d'exploitation et la préservation des ressources de pétrole et de gaz naturel. Elle établit des normes de sécurité, des méthodes de travail adéquates, des mesures de protection de l'environnement et prévient les gaspillages.

Sommaire

En 1981, plusieurs nouveaux gisements de pétrole, de gaz naturel ou de pétrole et de gaz naturel ont été découverts au nord du 60e parallèle et on prévoit récupérer des quantités additionnelles dans les réserves connues. Trois nouveaux gisements de pétrole et de gaz naturel ont été découverts dans le bassin Sverdrup, au large des côtes. Dans la mer de Beaufort, on a trouvé un nouveau gisement et les réserves supplémentaires de pétrole et de gaz naturel de deux puits existants pourront être récupérées.

Le projet de loi C-48, *Loi sur le pétrole et le gaz du Canada*, clef de voûte du Programme énergétique national, a été présenté à la Chambre des communes en décembre 1980, adopté en décembre 1981 et promulgué en mars 1982. La Loi réglemente l'acquisition des droits pétroliers et gaziers et les activités d'exploration des ressources de pétrole et de gaz naturel dans les régions reculées du Canada. Elle prévoit un nouveau régime de concessions qui risque, dans un premier temps, de réduire le nombre et l'importance des concessions, mais qui devrait par la suite permettre une évaluation plus méthodique des ressources du Nord.

L'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada, créée en 1981, est chargée d'appliquer la *Loi sur le pétrole et le gaz du Canada* et la *Loi modifiant la Loi sur la production et la conservation du pétrole et du gaz*. Cet organisme a aussi permis de regrouper les directions de la prospection et de l'exploration des ressources de pétrole et de gaz naturel sur toutes les terres du gouvernement canadien se trouvant au nord et au sud du 60e parallèle. Cependant, sa création n'a nullement modifié les responsabilités du ministre des Affaires indiennes et du Nord ni celles de son homologue d'Énergie, Mines et Ressources.

En vertu du *Règlement sur les terres pétrolières et gazifères du Canada*, neuf accords d'exploration, couvrant environ 7 millions d'hectares dans le sud des Territoires et dans la vallée du Mackenzie, ont été conclus avec Pétro-Canada en 1981. Le nombre des terres cédées à bail a augmenté et plus de la moitié des terres détenues en vertu de droits d'exploration ont fait l'objet de permis spéciaux de renouvellement. Cette situation reflète bien l'inquiétude des sociétés face aux nouveaux accords d'exploration prévus dans la Loi sur le pétrole et le gaz du Canada.

Au cours des dernières années, le ministère des Affaires indiennes et du Nord, en collaboration étroite avec le ministère de l'Énergie, Mines et Ressources, a élaboré des règlements plus appropriés dans une foule de secteurs de l'activité pétrolière et gazière, comme le *Règlement sur les activités géophysiques reliées au pétrole et au gaz*, le *Règlement sur les pipelines*, le *Règlement sur les gazoducs* et le projet de règlement sur la production du pétrole et du gaz.

Les recettes pour l'année civille 1981 ont quelque peu dépassé celles de 1980, tandis que les recettes pour l'année financière 1980-1981 ont accusé une faible baisse d'environ 1 million de dollars. À la fin de l'année civile, les primes cumulatives perçues pour les travaux s'élevaient à environ 59 millions de dollars, soit une augmentation de 100 000 $ par rapport à 1978. Cette hausse est attribuable à un seul accord d'exploration signé en 1979.

Très peu d'études géologiques ont été effectuées en 1981 et les activités se sont limitées à des programmes de courte durée dans la région centrale du Yukon et dans les îles arctiques. Le nombre de levés sismiques est resté à peu près le même; ils ont été faits sur le continent, dans le delta du Mackenzie et dans les îles arctiques. La superficie couverte par les levés sismiques marins est d'environ 13 100 km, soit 12 000 km dans la mer de Beaufort et 1 100 km dans la région de la baie de Baffin et le détroit de Davis.

Les activités de forage ont accusé une baisse; la plupart des puits ont été forés dans la mer de Beaufort et le bassin Sverdrup. Les puits de la mer de Beaufort ont été forés à partir d'îles artificielles et de navires de forage, tandis que ceux des îles arctiques l'ont été à partir de plates-formes de glace. Les travaux de forage effectués en 1981 ont conduit à la découverte de six nouveaux gisements ou de réserves additionnelles dans des puits existants. En tout, 13 puits ont été forés, pour une profondeur totale de 38 990 mètres.

De façon générale, on prévoit que les activités en 1982 seront sensiblement les mêmes qu'en 1981 et que les travaux se concentreront dans les îles arctiques, le fleuve Mackenzie et son delta et la mer de Beaufort. Le forage du premier des nombreux puits qui permettront d'accroître la production à Norman Wells devrait commencer vers la fin de 1982.

Figure 1
Provinces géologiques

En 1981, les dépenses nettes engagées par l'industrie au chapitre de l'exploration pétrolière et gazière au nord du 60e parallèle ont augmenté considérablement par rapport à celles de 1980.

Selon les estimations de la Canadian Petroleum Association, les réserves de pétrole sur tout le territoire canadien ont nettement diminué en 1981 tandis que les réserves de gaz naturel ont continué d'augmenter. En 1981, le rapport réserves-production était de 5 p. cent pour le pétrole brut et de 210 p. cent pour le gaz naturel.

La production de pétrole et de gaz naturel à Norman Wells a été plus élevée en 1981; par contre la production de gaz naturel au gisement de Pointed Mountain a diminué. Au Yukon, on a dû cesser, en raison du manque de débouchés, toutes les activités au gisement Kotaneelee qui avait été mis en exploitation par suite de la construction de réseaux de collecte et de déshydratation du gaz naturel en 1977.

Étant donné l'augmentation de la production prévue à Norman Wells, on envisage de construire un pipeline qui relierait le puits au nord de l'Alberta. L'Office national de l'énergie a autorisé la société Interprovincial Pipelines à commencer les travaux de construction de ce pipeline de 300 mm de diamètre au cours de l'hiver 1983-1984.

L'Office étudie actuellement le Projet-pilote de l'Arctique qui prévoit l'acheminement du gaz naturel liquifié des îles arctiques par méthanier.

La Canadian Offshore Oil Research Association (COOSRA), dont le mandat est d'étudier les répercussions des déversements de pétrole et de trouver les meilleures solutions possibles à ce problème, a pris en charge de nombreux projets qui relevaient auparavant de l'Association des exploitants pétroliers de l'Arctique (CAEPA).

Le programme d'Études sur l'environnement marin dans l'Est de l'Arctique (E.E.M.E.A.) entrepris en 1977 a pris fin en 1981. Les données recueillies sur les régions de l'Arctique de l'Est, notamment la côte est de la terre de Baffin, doivent permettre aux autorités de décider s'il est indiqué d'autoriser la prospection dans cette zone. C'est la première fois qu'un programme traite du contexte écologique global de toute une région au lieu de se limiter à l'étude de secteurs isolés. L'industrie et certains ministères fédéraux ont participé à ce programme, mais c'est surtout l'industrie qui en a assumé les coûts.

L'ébauche du Livre vert sur l'Étude de la région du détroit de Lancaster, commencée en 1977, a été diffusée en 1981 et le Livre vert définitif devrait être publié en cours de 1982. Cette étude, réalisée par un groupe multidisciplinaire formé de spécialistes de cinq ministères fédéraux, analyse les meilleures possibilités d'utilisation des ressources de la terre et de la mer de cette région. Les autochtones ont joué un rôle actif dans cette étude.

En 1981, une stratégie de planification sur l'utilisation des terres du Nord a été approuvée. À l'heure actuelle, les ministères fédéraux intéressés, les autorités territoriales, les organismes autochtones et d'autres groupes se penchent sur l'organisation et la mise en oeuvre des programmes de planification.

La société Dome Petroleum prépare les exposés des incidences sur l'environnement des activités proposées dans la région de la mer de Beaufort qui seront présentés par les trois sociétés Esso, Gulf et Dome Petroleum.

Réserves de pétrole et de gaz naturel et nouveaux gisements

Les territoires canadiens situés au nord du 60e parallèle couvrent une superficie d'environ 3 800 000 km². Près du tiers du sous-sol de cette zone se compose de roches sédimentaires. Le tableau 1 donne le volume des sédiments dans les provinces de l'Ouest, le Yukon, les Territoires du Nord-Ouest et les îles arctiques par rapport à leur superficie. Ces données concernent uniquement les terres sous la juridiction du gouvernement canadien.

Tableau 1
Volume des sédiments par région

Région	Superficie en km²	Volume des sédiments km³
Manitoba et Saskatchewan	570 000	688 000
Alberta	582 000	1 390 000
Colombie-Britannique	359 000	1 242 000
Yukon et Territoires du Nord-Ouest*	1 402 000	1 755 000
Archipel arctique	1 670 000	5 314 000
	4 583 000	10 389 000

* Y compris la région de la mer de Beaufort, mais à l'exclusion du plateau stable de l'Arctique.

** Y compris le plateau stable de l'Arctique et les autres fonds marins, mais à l'exclusion de la mer de Beaufort.

Pour faciliter la consultation, les territoires situés au nord du 60e parallèle ont été divisés en 13 grandes provinces géologiques et en plusieurs sous-secteurs, comme l'indique la figure 1. L'Annexe IV, intitulée Provinces géologiques, fournit des précisions à ce sujet. L'Annexe V est une liste des ouvrages qui traitent de ce domaine. La carte se trouvant au milieu de la publication indique l'emplacement de tous les gisements de pétrole et de gaz naturel, y compris ceux qui ont été découverts en 1981.

Nous allons maintenant étudier la répartition géographique des découvertes et récupérations de pétrole et de gaz naturel à la fin de 1981 et des découvertes possibles dans les différentes provinces géologiques.

Provinces géologiques au nord du 60e — Découvertes et récupérations de pétrole et de gaz naturel

(*découverte ou récupération en 1981)
(DST: essai aux tiges; FT: essai d'écoulement; AOF: débit libre absolu; CCT: essai en vase close; PS: pétrole-surface)

Nom du puits	Emplacements	État du puits	État des réserves	Horizon	Lithologie	Date d'amorçage	Date d'achèvement	Potentiel
1. **Plateau stable de l'Arctique:** seulement quatre puits y ont été forés jusqu'ici et tous se sont révélés improductifs.								
2. **Géosynclinal de Flanklin:** d'importantes quantités de pétrole brut de faible densité ont été extraits des roches carbonatées du Dévonien moyen, dans l'île Cameron.								
Île Cameron								
Panartic *et al* Bent Horn N-72	N-72-76-30-103-60	Potentiel pétrole et gaz naturel	Traces de pétrole	Blue Fiord	Carbonate	24/11/73	6/4/74	79,5 m^3/j d'après essai
Panartic *et al* Bent Horn F-72A	F-72-76-30-103-30	Potentiel pétrole et gaz naturel	Traces de pétrole	Blue Fiord	Carbonate	21/5/75	19/12/75	70,8 m^3/j de pétrole DST
Panartic *et al* Bent Horn A-02	A-02-76-30-104-00	Potentiel pétrole et gaz naturel	Découverte pétrole	Blue Fiord	Carbonate	6/5/76	1/8/76	Max. 1 256 m^3/j d'après essai de production
3. **Bassin Sverdrup:** A ce jour, on a découvert dix gisements de gaz naturel. On a récupéré du pétrole brut dans les îles Ellesmere et Thor et à l'est de l'île Lougheed.								
Découvertes de gaz naturel								
Île Melville								
Panarctic Drake Point N-67	N-67-76-30-108-30	Abandonné	Découverte gaz naturel	Jurassique	Grès	14/4/69	2/9/69	Abandonné après éruption
Panarctic Drake Point L-67	L-67-76-30-108-30	Potentiel gaz naturel deux horizons	Développement gaz naturel	Jurassique Bjorne	Grès	28/9/69	28/2/70	DST 282 10^3m^3/j (Jurassique)
Panartic *et al* Drake F-16	F-16-76-30-108-30	Potentiel Gaz naturel	Développement gaz naturel	Jurassique	Grès	10/5/72	16/6/72	AOF 7 466 10^3m^3/j
Panartic *et al* Drake B-44	B-44-76-30-108-30	Potentiel Gaz naturel	Développement gaz	Jurassique	Grès	23/9/72	22/10/72	DST 155 10^3m^3/j
Panartic *et al* Drake D-68	D-68-76-30-108-30	Potentiel Gaz naturel	Développement gaz naturel	Jurassique Bjorne	Grès Grès	7/6/73	25/3/74	DST 245 10^3m^3/j DST 1,1 10^3m^3/j
Panartic *et al* Drake E-78	E-78-76-30-108-00	Potentiel Gaz naturel	Développement gaz naturel	Jurassique	Grès	2/5/74	27/5/74	DST 155 10^3m^3/j
Panartic *et al* Drake D-73	D-73-76-30-108-00	Potentiel Gaz naturel	Développement gaz naturel	Jurassique	Grès	23/4/75	10/5/75	DST 228 10^3m^3/j

Panartic *et al* Drake F-76	F-76-76-30-108-00	Interrompu Gaz naturel	Développement gaz naturel	Jurassique	Grès	2/3/78	30/4/78	AOF 2 169 $10^3m^3/j$ 88,0 kPa
Panartic *et al* East Drake 1-55	I-55-76-30-107-30	Potentiel Gaz naturel	Développement gaz naturel	Jurassique	Grès	6/3/75	16/4/75	AOF 1 634 $10^3m^3/j$ Écoulement critique vérifié
Panartic *et al* W. Hecla N-52	N-52-76-30-110-30	Potentiel Gaz naturel	Développement gaz naturel	Jurassique	Grès	5/3/74	15/4/74	AOF 1 465 $10^3m^3/j$
Panartic *et al* Hecla F-62	F-62-76-30-110-00	Potentiel Gaz naturel	Découverte gaz naturel	Jurassique	Grès	11/11/72	12/12/72	AOF 2 705 $10^3m^3/j$
Panartic *et al* Hecla 1-69	I-69-76-20-110-00	Potentiel Gaz naturel	Découverte gaz naturel	Jurassique	Grès	22/2/73	11/4/73	DST 220 $10^3m^3/j$
Panartic *et al* E. Hecla C-32	C-32-76-30-110-00	Potentiel Gaz naturel	Découverte gaz naturel	Jurassique	Grès	7/11/75	10/12/75	DST 239 $10^3m^3/j$
Panartic *et al* W. Hecla P-62	P-62-76-30-110-30	Potentiel Gaz naturel	Développement gaz naturel	Jurassique	Grès	7/1/76	22/2/76	DST 149 $10^3m^3/j$
Panartic *et al* W. Hecla M-25	M-25-76-30-111-00	Potentiel Gaz naturel	Développement gaz naturel	Jurassique	Grès	14/3/76	18/4/76	DST 152 $10^3m^3/j$
Panartic *et al* Roche PT. O-43	O-43-75-50-109-30	Abandonné Gaz naturel	Découverte gaz naturel	Trias	Grès	18/1/78	18/4/78	DST 5,6 $10^3m^3/j$
Île Thor								
Panartic *et al* Thor H-28	H-28-78-10-103-00	Potentiel Gaz naturel	Développement gaz naturel	Heiberg	Grès	28/2/73	10/5/73	FT jusqu'à 1 549 $10^3m^3/j$
Île Ellef Ringnes								
Panartic *et al* Kristoffer Bay B-06	B-06-78-20-102-30	Potentiel Gaz naturel	Découverte gaz naturel	Heiberg	Grès	9/11/71	17/3/72	DST 281 $10^3m^3/j$
Panartic *et al* Jackson Bay G-16A	G-16-78-10-101-00	Potentiel Gaz naturel	Découverte gaz naturel	Heiberg	Grès	16/3/76	30/4/76	DST 207 $10^3m^3/j$
Île du Roi-Christian								
Panartic King Christian D-18	D-18-77-50-101-00	Abandonné	Découverte gaz naturel	Heiberg	Grès	14/10/70	25/1/71	Abandonné après éruption
Panartic King Christian D-18A	D-18-77-50-101-00	Potentiel Gaz naturel	Découverte gaz naturel	Heiberg	Grès	26 /11/70	15/3/71	AOF 7 438 $10^3m^3/j$

Panartic *et al* King Christian N-06	N-06-77-50-101-00	Potentiel Gaz naturel	Découverte gaz naturel	Heiberg	Grès	13/5/71	20/9/71	AOF 9 579 $10^3m^3/j$
Dome Arctic Ventures Wallis K-62	K-62-78-00-102-00	Potentiel Gaz naturel	Découverte gaz naturel	Heiberg	Grès	27/11/72	21/2/73	DST 350 $10^3m^3/j$
Au large (bassin Sverdrup)								
Panartic AIEG Whitefish 2H-63	H-63-77-20-106-30	Potentiel Gaz naturel	Découverte gaz naturel	Awingak Heiberg	Grès	18/2/79	21/5/79	DST 228 $10^3m^3/j$
*Panartic AIEG Whitefish 2H-63	H-63-77-20-106-30	Potentiel Gaz naturel	Découverte gaz naturel	Isachsen Awingak Heiberg supérieur Heiberg inférieur	Grès	3/12/79	15/5/80	

Récupération de pétrole brut

Île Ellesmere								
Panartic Romulus C-42	C-42-80-00-84-00	Interrompu	Traces de pétrole et de gaz naturel	Jurassique Schei Point Bjorne	Grès	29/1/72	25/7/72	Zone de production potentielle
Île Thor								
Panartic *et al* Thor P-38	P-38-78-10-103-00	Interrompu	Traces de pétrole et	Heiberg	Grès	6/4/72	10/5/72	Mince couche de pétrole brut au-dessus de la couche d'eau
Au large (bassin Sverdrup)								
Panarctic AIEG Dome Char G-07	G-07-77-40-99-30	Potentiel Gaz naturel	Découverte pétrole et gaz naturel	Awingak Heiberg supérieur	Grès	26/2/80	22/4/80	
*Panarctic AIEG Dome Balaena D-58	D-58-77-40-100-00	Potentiel Pétrole	Découverte pétrole	Isachsen	Grès	6/2/80	27/4/80	
*Panarctic *et al* Cisco I-66	I-66-77-30-106-00	Potentiel pétrole	Découverte pétrole et gaz naturel	Awingak Roi-Christian	Grès	1/2/81	4/5/81	
*Panarctic AIEG Maclean 1-72	I-78-77-40-103-30	Potentiel pétrole et gaz naturel	Découverte pétrole et gaz naturel	Heiberg	Grès	27/1/81	27/4/81	
*Panartic *et al* Skate B-80	B-80-77-50-104-30	Potentiel pétrole et gaz naturel	Découverte pétrole et gaz naturel	Heiberg	Grès	20/1/81	4/4/81	

4. **Plaine côtière de l'Arctique:** aucun puits productif jusqu'ici.

5. **Bassin Banks:** aucune découverte d'hydrocarbures n'a été faite jusqu'ici, même si on estime que la région offre un modeste potentiel d'hydrocarbures.

6. **Baie de Baffin-détroit de Davis:** cette "province" est entièrement sous-marine et on a effectué à ce jour seulement deux forages de recherche. Plusieurs zones semblent renfermer des réserves d'hydrocarbures à découvrir, notamment le bassin de Thulé, au large du Groenland, le delta de Lancaster, le delta de la baie Horne, le delta de Cumberland, le détroit de Lancaster et le détroit de Jones.

*Aquitaine *et al* Isbjorn 0-71	01-71-62-20-62-45	Potentiel Gaz naturel	Découverte gaz naturel	Tertiaire	Grès	29/7/79	7/10/80

7. **Bassin Mackenzie-Beaufort:** on a trouvé du pétrole et du gaz naturel dans les roches carbonatées du Paléozoique, dans les sables du Crétacé inférieur et dans les sables tertiaires.

Découvertes de pétrole brut

Delta du Mackenzie - presqu'île de Tuktoyaktuk

IOE Atkinson H-25	H-25-69-50-131-45	Abandonné	Potentiel pétrole	Crétacé inférieur	Grès	4/12/69	26/2/70	500,9 m³/j calc. 24, 3° A.P.I.
IOE Mayogiak J-17	J-17-69-30-132-45	Abandonné	Potentiel pétrole	Dévonien et Crétacé inférieur	Carbonate et grès	3/4/71	6/8/71	1 163,8 m³/j 33,6° A.P.I.
Imp. Ivik J-26	J-26-69-40-134-15	Interrompu	Potentiel pétrole et gaz naturel	Tertiaire	Grès	8/4/72	30/9/72	849,8 m³/j calc. 24° A.P.I.
Imp. Ivik K-54	K-54-69-40-134-15	Abandonné	Potentiel pétrole	Tertiaire	Grès	30/3/73	8/6/73	131,9 m³/j calc. 24° A.P.I.
Imp. Adgo F-28	F-28-69-30-135-45	Obturé et abandonné	Pétrole et gaz naturel	Tertiaire	Grès	28/12/73	19/3/74	238,5 m³/j 17,5° A.P.I.
Imp. Adgo J-27	J-27-69-30-135-45	Abandonné	Gaz naturel	Tertiaire	Grès	5/4/79	7/8/79	
Shell Kugpik O-13	O-13-69-20-135-15	Interrompu	Pétrole	Crétacé inférieur	Grès	26/3/73	30/9/73	461,1 m³/J 50° A.P.I.
Shell Kumak J-06	J-06-69-20-135-00	Interrompu	Pétrole	Tertiaire	Grès	24/11/73	1/5/74	795 m³/j 27,1° et 31,3° A.P.I.
Shell Niglintgak M-19	M-19-69-20-135-15	Interrompu	Pétrole et gaz naturel	Tertiaire	Grès	1/6/74	25/1/75	P.S. 18,8 32° A.P.I.
Sun *et al* Garry P-04	P-04-69-30-135-3-	Interrompu	Pétrole et gaz naturel	Tertiaire	Grès	25/8/75	5/1/76	P.S. DST
Gulf Mobil Kamik D-48	D-48-69-00-133-15	Interrompu	Pétrole et gaz naturel	Crétacé inférieur	Grès	23/12/75	4/4/76	P.S. DST

Mer de Beaufort								
Dome Hun Nektoralik K-59	K-59-70-30-136-00	Abandonné	Pétrole et gaz naturel	Tertiaire	Grès	8/8/77	17/10/77	P.S. DST
*Dome Hunt Kopanoar M-13	M-13-70-30-135-00	Abandonné	Pétrole	Tertiaire	Grès	27/9/76	16/10/78	P.S. DST
Esso *et al* Issungnak 0-61	O-61-70-10-134-00	Abandonné Déc. de pétrole et de gaz naturel	Pétrole et gaz naturel	Tertiaire	Grès	26/2/80	8/7/80	
*Dome Gulf Tarsiut A-25	A-25-70-00-136-15	Interrompu	Pétrole et gaz naturel	Tertiaire	Grès	18/10/78	30/7/80	
Esso Gulf *et al* Issungnak 20-61	0-61-70-10-134-00	Abandonné Déc. Pétrole et gaz naturel	Pétrole et gaz naturel	Tertiaire	Grès	2/10/80	13/8/81	
Dome Gulf Hunt Kopanoar 21-44	I-44-70 30-135-00	Abandonné Déc. pétrole	Pétrole et gaz naturel	Tertiaire	Grès	11/7/80	29/10/81	
Dome Hunt Gulf Koakoak 0-22	0-22-70-30-134-00	Abandonné Déc. pétrole et gaz naturel	Pétrole et gaz naturel	Tertiaire	Grès	65/11/79	30/10/81	

Découvertes de gaz

Delta du Mackenzie - presqu'île de Tuktoyaktuk								
Gulf Mobil Parsons F-09	F-09-69-00-133-30	Interrompu	Gaz naturel et condensat	Crétacé inférieur	Grès	20/1/71	19/4/72	DST 485 $10^3m^3/j$
Gulf Mobil Parsons N-10	N-10-69-00-133-30	Interrompu	Gaz naturel inférieur	Crétacé	Grès	14/2/73	29/5/73	FT 958 $10^3m^3/j$
Gulf Mobil Parsons L-37	L-37-69-00-133-30	Interrompu	Gaz naturel	Crétacé inférieur	Grès	26/12/76	2/4/77	DST 642 $10^3m^3/j$
Gulf Mobil Parsons P-41	P-41-69-00-133-30	Interrompu	Gaz naturel	Crétacé inférieur	Grès	29/12/76	5/4/77	DST 190 $10^3m^3/j$
Gulf Mobil Parsons A-44	A-44-69-00-133-30	Interrompu	Gaz naturel	Crétacé inférieur	Grès	9/4/75	22/7/75	DST 423 $10^3m^3/j$
Gulf Mobil Parsons P-53	P-53-69-00-133-30	Interrompu	Gaz naturel	Crétacé inférieur	Grès	22/12/73	9/4/74	DST 234 $10^3m^3/j$
Gulf Mobil Parsons O-27	O-27-69-00-133-30	Interrompu	Gaz naturel	Crétacé	Grès	22/12/73	9/4/74	DST 77 $10^3m^3/j$
Gulf Mobil Parsons L-43	L-43-69-00-133-30	Interrompu	Gaz naturel	Crétacé inférieur	Grès	22/12/73	9/4/74	DST 781 $10^3m^3/j$
Gulf Mobil Parsons N-17	L-17-69-00-133-30	Interrompu	Gaz naturel	Crétacé inférieur	Grès	18/12/75	13/4/76	DST 634 $10^3m^3/j$
Gulf Mobil Parsons D-20	D-20-69-00-133-30	Interrompu	Gaz naturel	Crétacé inférieur	Grès	21/14/76	22/11/76	DST 578 $10^3m^3/j$

Gulf Imp. Shell Reindeer F-36	F-36-69-10-134-30	Interrompu	Gaz naturel	Tertiaire	Grès	13/3/73	5/6/73	DST 138 $10^3m^3/j$
Gulf Mobil Siku C-11	C-11-69-10-133-30	Interrompu	Gaz naturel	Crétacé	Grès	26/12/75	22/3/76	DST 874 $10^3m^3/j$
Gulf Mobil Siku A-12	A-12-69-10-133-30	Interrompu	Gaz naturel	Crétacé	Grès	14/4/76	26/7/76	DST 1 325 $10^3m^3/j$ (est.)
Gulf Mobil Siku E-21	A-21-69-10-133-30	Interrompu	Gaz naturel	Crétacé inférieur	Grès	17/4/77	21/6/77	DST 815 $10^3m^3/j$
Gulf Imp. Shell Titalik K-26	K-26-69-10-135-00	Abandonné	Gaz naturel	Tertiaire	Grès	17/10/72	20/2/73	DST 396 $10^3m^3/j$
Gulf Mobil Ya Ya A-28	A-28-69-20-134-30	Interrompu	Gaz naturel	Tertiaire	Grès	28/2/74	6/7/74	DST 319 $10^3m^3/j$
Gulf Mobil Ya Ya P-53	P-53-69-20-134-30	Interrompu	Gaz naturel	Tertiaire	Grès	8/12/72	20/3/73	DST 229 $10^3m^3/j$
IOE Taglu G-33	G-33-69-30-134-45	Interrompu	Gaz naturel	Tertiaire	Grès	13/4/71	13/4/71	DST 809 $10^3m^3/j$
IOE Taglu G-42	C-42-69-30-134-45	Interrompu	Gaz naturel	Éocène supérieur	Grès	30/4/72	18/11/72	DST 691 $10^3m^3/j$
IOE Taglu W-P-03	P-03-69-30-135-00	Interrompu	Gaz naturel	Éocène supérieur	Grès	12/12/71	29/3/72	178 $10^3m^3/j$ Débit max.
IOE Taglu D-43	D-43-69-30-134-45	Interrompu	Gaz naturel	Éocène supérieur	Grès	23/3/73	11/9/73	AOF 854 $10^3m^3/j$
IOE Mallik L-38	L-38-69-30-135-00	Abandonné	Potentiel pétrole	Tertiaire	Grès	24/12/71	5/4/72	CCT 250 m^3/j calc.
Imp. Taglu H-54	H-54-69-30-134-45	Interrompu	Gaz naturel	Tertiaire	Grès	2/12/76	5/4/77	DST 71 $10^3m^3/j$
Imp. Netserk F-40	F-40-69-40-135-45	Interrompu	Gaz naturel	Tertiaire	Grès	8/11/75	9/5/76	DST 251 $10^3m^3/j$
Shell Kumak K-16	F-16-69-20-135-00	Interrompu	Gaz naturel	Tertiaire	Grès	23/2/75	13/7/75	DST 336 $10^3m^3/j$
Shell Kumak E-58	E-58-69-30-135-00	Interrompu	Gaz naturel	Tertiaire	Grès	28/2/77	8/6/77	DST 482 $10^3m^3/j$
Shell Niglintgak H-30	H-30-69-20-135-15	Interrompu	Gaz naturel	Tertiaire	Grès	24/10/72	7/4/73	DST 448 $10^3m^3/j$
Shell Niglintgak B-19	B-19-69-20-135-15	Interrompu	Gaz naturel	Tertiaire	Grès	18/10/75	22/2/76	DST 243 $10^3m^3/j$
Sun *et al* Garry P-04	P-04-69-30-135-30	Interrompu	Pétrole et gaz naturel	Tertiaire	Grès	28/6/75	5/1/76	DST 491 $10^3m^3/j$
Sun *et al* Garry G-07	G-07-69-30-135-30	Interrompu	Développement gaz naturel	Tertiaire	Grès	10/2/78	13/5/78	DST 57 m cond.

Imp. Iseark E-27	E-27-70-00-134-15	Abandonné Gaz naturel	Découverte Gaz naturel	Tertiaire	Grès	4/12/77	4/5/78	
Mer de Beaufort								
Dome Hunt Nektoralik K-59	K-59-70-30-136-00	Abandonné	Pétrole et Gaz naturel	Tertiaire	Grès	8/8/77	17/10/77	
Dome *et al* UKalerk C-50	C-50-70-10-132-30	Abandonné	Gaz naturel	Tertiaire	Grès	19/7/77	3/10/77	
Dome Gulf *et al* UKalerk 2C-50	C-50-70-10-132-30	Abandonné	Gaz naturel	Tertiaire	Grès	10/7/78	16/10/78	

8. Plaines intérieures

Plaine Great Slave — des gisements de gaz naturel ont été découverts dans les dolomies et les calcaires poreux du Dévonien moyen.

Briggs Rabbit Lake No. 1	0-16-61-00-118-45	Potentiel Gaz naturel	Découverte Gaz naturel	Sulphur Point	Calcaire	4/2/55	30/3/55	AOF 57 $10^3m^3/j$ (est.)
Briggs Rabbit Lake No. 2	B-07-61-00-118-45	Potentiel Gaz naturel	Découverte Gaz naturel	Sulphur Point	Calcaire	9/2/57	14/3/57	AOF 170 $10^3m^3/j$ (est.)
Home Signal CPS Calibeta No. 2	H-78-60-10-122-00	Potentiel Gaz naturel	Découverte Gaz naturel	Slave Point	Calcaire	26/12/59	24/3/60	AOF 226 $10^3m^3/j$
H.B. Cameron Hills A-05	A-05-60-10-117-30	Potentiel Gaz naturel	Découverte Gaz naturel	Slave Point Sulphur Point	Calcaire Dolomie	28/1/68	24/2/68	DST 232 $10^3m^3/j$
Paramount *et al* Cameron Hills J-52	J-62-60-10-117-30	Potentiel Gaz naturel	Découverte Gaz naturel	Suplur Point	Calcaire	11/2/80	11/3/80	
Paramount *et al* Cameron Hills M-31	M-31-60-10-117-00	Potentiel Gaz naturel	Découverte Gaz naturel	Keg River	Dolomie	2/4/79	21/7/80	
H.B. Pan Am S. Island R. M-41	M-41-60-10-121-00	Potentiel Gaz naturel	Découverte Gaz naturel	Slave Point	Calcaire	3/2/64	23/4/64	DST 161 $10^3m^3/j$
H.B. Amoco S. Island R. M-52	M-52-60-10-121-00	Abandonné	Développement gaz naturel	Slave Point	Calcaire	3/2/64	23/4/64	DST 37 $10^3m^3/j$
Pacific Amoco Tathlina N-18	N-18-60-20-118-00	Potentiel Gaz naturel	Découverte Gaz naturel	Slave Point	Calcaire	28/1/73	19/2/73	DST 51 $10^3m^3/j$
Shell H.B. Grumbler G-63	G-63-60-20-115-45	Abandonné	Découverte possible Gaz naturel	Slave Point	Calcaire	14/2/69	16/3/69	DST 282 $10^3m^3/j$
Sun Nelta C-07	G-07-60-50-122-45	Potentiel Gaz naturel	Découverte Gaz naturel	Sulphur Point	Calcaire	20/1/61	5/4/61	AOF 677 $10^3m^3/j$
Texaco Bovie Lake J-72	J-72-60-10-122-45	Potentiel Gaz naturel	Découverte Gaz naturel	Nahanni	Dolomie	6/1/70	18/1/70	DST 74 $10^3m^3/j$

Union Pan Am Trainor C-39	C-39-60-20-122-30	Potentiel Gaz naturel	Découverte Gaz naturel	Sulphur Point	Carbonate	29/1/65	15/3/65	DST 226 $10^3m^3/j$

Plaine du Grand lac de l'Ours — aucune découverte n'a été faite jusqu'ici.

Plaine du Mackenzie — le puits de Norman Wells produit encore du pétrole qui provient de la formation dévonienne Kee Scarp. D'autres traces d'hydrocarbures ont été décelées dans les roches crétacées et siluriennes de cette province géologique.

Découvertes de pétrole brut

Champ de pétrole de Norman Wells

Northwest Discovery N° 1	P-37-65-20-126-45	Abandonné	Découverte de pétrole	Dévonien Canol	Argile litée fracturée	14/4/20	6/8/44	2 m^3/j
Northwest Discovery N° 2	P-37-65-20-126-45	Abandonné	Découverte de pétrole	Kee Scarp (Givétien)	Calcaire	1/7/24	12/9/24	12 m^3/j

96 autres puits ont été forés en vue d'exploiter le champ.

Plaine de Peel — Aucune découverte n'y a été faite jusqu'ici, mais des traces d'hydrocarbures ont été décelées dans le Dévonien inférieur.

Plaine Anderson — Une découverte de gaz naturel a été faite au lac Tedji et plusieurs autres traces d'hydrocarbures ont été décelées.

Ashland *et al* Tedji Lake F-24	F-24-67-50-126-45	Interrompu	Gaz naturel	Cambrien de base	Grès	13/2/74	31/3/74	DST 127 10^3 m^3/j

9. **Plateau et chaîne de la Liard:** le champ de Beaver River a produit du gaz naturel et on en extrait actuellement du champ de Pointed Mountain, dans les dolomies de la formation Nahanni du Dévonien moyen. On a également extrait du gaz naturel des sables du Mississipien de la zone de Beaver River située au Yukon. Du gaz naturel a aussi été découvert à Kotaneelee et à la Biche.

Territoires du Nord-Ouest

C.P.O.G. *et al* La Biche F-08	F-08-60-40-124-30	Abandonné	Découverte Gaz naturel	Dévonien moyen	Calcaire argilacé	25/2/71	19/3/71	DST 82 $10^3m^3/j$
Pan Am Pointed Mountain O-46	G-62-60-30-123-45	Gaz naturel	Développement gaz naturel	Carbonate du Dévonien moyen	Dolomie	9/7/68	23/6/69	Débit 339 $10^3m^3/j$
Pan Am Pointed Mountain K-45	K-45-60-30-123-45	Gaz naturel	Développement gaz naturel	Carbonate du Dévonien moyen	Dolomie	15/9/67	8/5/68	AOF 2 130 $10^3m^3/j$
Pan Am Pointed Mountain O-46	O-46-60-20-123-45	Gaz naturel	Développement gaz naturel	Dévonien Nahanni	Dolomie	29/3/69	2/10/71 Prolongation prévue	AOF 545 $10^3m^3/j$
Pan Am Pointed Mountain P-53	P-53-60-30-123-45	Gaz naturel	Développement gaz naturel	Dévonien Nahanni	Dolomie	08/2/66	22/02/67	AOF 1 979 $10^3m^3/j$
Amoco B-2 Pointed Mountain F-38	F-38-60-30-123-45	Gaz naturel	Développement gaz naturel	Dévonien Nahanni	Dolomie	22/8/72	07/10/73	AOF 818 $10^3m^3/j$

Amoco Pointed Mountain A-55	A-55-60-30-123-45	Gaz naturel	Développement gaz naturel	Dévonien Nahanni	Dolomie	01/3/74	08/08/74	Production à l'essai 127 $10^3m^3/j$
Paramount *et al* Liard D-29	D-29-60-30-123-00	Potentiel Gaz naturel	Découverte Gaz naturel	Amica	Dolomie	28/1/79	24/07/80	
Yukon Canada Southern *et al* North Beaver YT I-27	I-27-60-10-124-00	Interrompu	Essai d'extension Gaz naturel	Dévonien moyen	Carbonate	24/03/63	29/09/64	AOF 43 $10^3m^3/j$
Columbia Gas *et al* Kotaneelee H-38	H-38-60-10-124-00	Gaz naturel	Développement gaz naturel	Dévonien moyen	Carbonate	06/04/77	29/10/77	Production à l'essai 592 $10^3m^3/j$
Columbia *et al* Kotaneelee E-37	E-37-60-10-124-00	Interrompu Gaz naturel	Développement gaz naturel	Dévonien moyen	Carbonat e	21/01/78	05/12/78	
Columbia *et al* Kotaneelee YT I-48	I-48-60-10-124-00	Gaz naturel	Développement gaz naturel	Nahanni amica	Dolomie	18/04/79	11/04/80	AOF 12 931 $10^3m^3/j$
Pan Am Beaver River YT G-01	G-01-60-10-124-15	Abandonné Gaz naturel	Production Gaz naturel	Mississippien et Nahanni	Carbonate et grès	12/06/68	10/03/69	AOF 192 $10^3m^3/j$ AOF 1 120 $10^3m^3/j$

10. **Plaine d'Eagle:** des traces importantes ont été relevées, mais aucune découverte rentable n'a été enregistrée.

Canoe River Chance YT J-19	J-19-66-10-137-30	Potentiel Gaz naturel et pétrole	Découverte Gaz naturel et pétrole	Carbonifère Hart River	Grès conglomératique	14/12/67	17/02/68	DST 184 $10^3m^3/j$
Socony Mobil WM Chance YT G-08	G-08-66-10-137-30	Potentiel Pétrole	Découverte Gaz naturel et pétrole	Crétacé Carbonifère Hart River	Grès conglomératique	04/12/64	15/02/65	DST 93 $10^3m^3/j$ de pétrole à 360 m
Socony Mobil WM Birch YT B-34	B-34-66-10-136-45	Potentiel Gaz naturel	Découverte Gaz naturel	Carbonifère Hart River	Grès conglomératique	04/08/64	06/08/65	DST 206 $10^3m^3/j$
Socony Mobil WM Blackie YT No. 1 M-59	M-59-66-00-137-00	Potentiel Gaz naturel	Découverte Gaz naturel	Permien	Grès conglomératique	11/12/63	27/03/64	DST 79 $10^3m^3/j$
WM Chance YT No. 1 M-08	M-08-60-10-137-30	Potentiel Gaz naturel ou pétrole	Découverte Gaz naturel et pétrole	Crétacé Carbonifère Hart River	Grès Grès conglomératique	30/05/59	25/05/60	142 $10^3m^3/j$ 0,5 m^3/j

11. **Plateau de Peel:** des traces d'hydrocarbures ont été relevées.

12. **Bassin de Old Crow:** on n'a pas encore foré de puits dans ce bassin.

13. **Plaine Whitehorse:** on n'a pas encore foré de puits dans ce bassin.

Rapport du Comité d'étude des réserves de la Canadian Petroleum Association — 1981
Dans son communiqué de 1981, Reserves, la Canadian Petroleum Association indique une nette diminution des réserves classiques de pétrole dans les provinces de l'Ouest. Les nouvelles réserves ne représentent que 5. p. cent de la production de 1981. Après 12 ans de baisse constante des réserves de pétrole à la fin de l'année était intérieur aux réserves connues avant 1962.

Les réserves classiques de pétrole des régions productrices du Canada, à l'exception des zones reculées, ont baissé de 6,7 p. cent, soit 63 millions de mètres cubes (393 millions de barils) et ne représentent plus que 868 millions de mètres cubes (5 460 millions de barils).

Outre les critères généraux d'évaluation des réserves adoptés en 1978 par l'industrie, le conseil des ministres de l'énergie des provinces et l'Office national de l'énergie, il faut qu'un gisement comprenne un certain nombre de puits productifs et qu'il fournisse un volume minimum pour que la CPA le compte dans ses évaluations.

Conformément à ces nouveaux critères, la CPA a évalué pour la première fois les réserves de pétrole situées au large de la côte est. Le fait que la CPA ait inscrit ces réserves dans ses évaluations laisse supposer que leur potentiel économique justifie leur développement. Cependant, la CPA souligne que le développement et l'exploitation de ces gisements dépend également de l'infrastructure nécessaire pour amener le produit sur le marché.

La première estimation des réserves situées au large de la côte est fournie par la CPA est de 175 millions de mètres cubes, (1,1 milliard de barils).

Selon la CPA, les réserves classiques de pétrole dans les régions productrices et dans les régions reculées s'élevaient à 1 064 millions de mètres cubes (6,7 milliards de barils) à la fin de 1981. Si l'on ajoute le pentane supérieur aux réserves classiques de pétrole et autres hydrocarburdes, les ressources totales d'hydrocarbures liquides s'élèvent à 1 154 millions de mètres cubes (7,3 milliards de barils).

Les réserves classiques de gaz naturel continuent d'augmenter et en 1981, elles se sont accrues de 4 p. cent se chiffrant à 1 987 millions de mètres cubes (70,5 billions de pieds cubes), ce qui représente un taux de remplacement de 210 p. cent. Selon la CPA, à la fin de 1981, 16 pour cent des réserves de gaz naturel, soit 398 milliards de mètres cubes (14 billions de pied cubes), n'étaient pas acheminées vers les marchés, ce qui est inférieur aux réserves inaccessibles.

Si l'on compte les réserves de gaz naturel des régions reculées, le total des réserves du Canada en gaz naturel commercial s'élevait à la fin de 1981 à 2 563 milliards de mètres cubes (91 billions de pieds cubes).

Tableau 2
Estimation des réserves établies par la Canadian Petroleum Association

Hydrocarbures liquides
Calcul des réserves restantes au nord du 60° parallèle et dans tout le Canada

(milliers de mètres cubes)

Région	Réserves restantes au 31 décembre 1980	Production nette en 1981	Réserves restantes au 31 décembre 1981	Variation nette des réserves en 1981
Pétrole Brut				
Territoires (zone continentale au sud du 68e N)	21 009	160	20 860	– 146
Réserves totales au Canada	951 228	65 873	1 063 575	112 347
Pentanes supérieurs				
Territoires (zone continentale) (au sud du 68e N)	195	—	195	—
Delta du Mackenzie - mer de Beaufort	8 302	—	8 302	—
Îles arctiques	4 732	—	4 732	—
Réserves totales au Canada	92 813	5 223	90 541	2 272
Pétrole brut et équivalents Réserves totales	1 044 041	71 096	1 154 116	110 075
Propane, butane et éthane				
Territoires (zone continentale) (au sud du 68e N)	1 960	—	305	– 1 655
Réserves totales au Canada	110 333	6 946	103 252	—
Réserves totales d'hydrocarbures liquides au Canada	1 154 374	78 042	1 257 368	102 994

1. Les variations de réserves sont dues à la production, aux extensions de gisements, aux découvertes et à la révision des estimations.

1 mètre cube (m^3) Pétrole = 6,2898 barils
1 mètre cube (m^3) gaz naturel = 35,3147 pieds cubes

Gaz naturel commercial
Calcul des réserves restantes au nord du 60° parallèle et dans tout le Canada

(millions de mètres cubes, à 101, 325 kpa et à 15°C)

Région	Réserves restantes au 31 décembre 1980	Production nette en 1981	Réserves restantes au 31 décembre 1981	Variation nette[1] des réserves en 1981
Gaz naturel commercial				
Territoires (zone continentale) (au sud du 68e N)	15 102	352	11 581	– 3 521
Delta du Mackenzie — mer de Beaufort	184 123	—	184 123	—
Île Arctiques	380 551	—	380 551	—
Réserves total de gaz naturel commercial au Canada	2 491 864	67 760	2 562 973	71 109

1. Les variations de réserves sont dues à la production, aux extensions de gisements, aux découvertes et à la révision des estimations.

Ressources potentielles de pétrole et de gaz naturel

Le ministère de l'Énergie, Mines et Ressources a évalué les ressources potentielles de pétrole de gaz naturel des diverses régions du Canada. Le Tableau 3 ci-après fournit les données communiquées en 1982.

Tableau 3

Ressources potentielles, de pétrole et de gaz naturel — 1982.

Il s'agit des réserves actuelles, des dernières découvertes et des gisements présumés; les chiffres sont fournis en millions de mètres cubes et en milliards de barils.

Région	Production maximum 95%		Production moyenne		Production minimum 5%	
	$10^6 m^3$	10^9 b1	$10^6 m^3$	10^9 b1	$10^6 m^3$	10^9 b1
Zone au large de la côte ouest	—	—	48	0,3	111	0,7
Delta du Mackenzie— Mer de Beaufort	1 002	6,3	1 494	9,4	1 956	12,3
Territoires (zone continentale)	16	0,1	95	0,6	715	4,5
Îles arctiques bassins et plateau stable de l'Arctique	382	2,4	684	4,3	1 208	7,6
Baie d'Hudson et basses-terres nordiques	—	—	127	0,8	556	3,5
Baie de Baffin	16	0,1	111	0,7	238	1,5
Plateau continental du Labrador	—	—	79	0,5	191	1,2
Plateau continental à l'est de Terre-Neuve	795	5,0	1 335	8,4	2 194	13,8
Plateau continental Scotian et banc Georges	127	0,8	286	1,8	477	3,0
Bassin à l'est de Terre-Neuve	127	0,8	270	1,7	715	4,5
Grands bancs	—	—	48	0,3	111	0,7
Golfe du Saint-Laurent et bassins	—	—	16	0,1	32	0,2
Bassin de l'Ouest du Canada	1 129	7,1	1 367	8,6	1 781	11,2
Total pour le Canada	5 247	33	6 042	38	7 631	48

Ressources et gaz naturel du Canada — 1982

Il s'agit des réserves actuelles, des dernières découvertes et des gisements présumés. Les chiffres sont fournis en milliards de mètres cubes et en billions de pieds cubes.

Région	Production maximum 95%		Production moyenne		Production minimum 5%	
	$10^9 m^3$	$10^{12} p^3$	$10^9 m^3$	$10^{12} p^3$	$10^9 m^3$	$10^{12} p^3$
Zone au large de la côte ouest	39	1,4	265	9,4	761	27
Delta du Mackenzie— Mer de Beaufort	2 141	76	3 155	112	4 113	146
Territoires (zone continentale)	56	2	310	11	1 972	70
Îles arctiques: bassins et plateau stable de l'Arctique	1 493	53	2 451	87	3 860	137
Baie d'Hudson et basses-terres nordiques	—	—	87	3,1	394	14
Baie de Baffin	42	1,5	535	19	1 183	42
Plateau continental du Labrador	34	1,2	535	19	1 042	37
Plateau continental à l'est de Terre-Neuve	172	6,1	290	10,3	532	18,9
Plateau continental Scotian et banc Georges	180	6,4	366	13	676	24
Bassin à l'est de Terre-Neuve	113	4	366	13	902	32
Grands bancs	17	0,6	85	3	180	6,4
Golfe du Saint-Laurent et bassins	20	0,7	39	1,4	90	3,2
Bassin de l'Ouest du Canada	4 113	146	4 451	158	4 818	171
Total pour le Canada	10 903	387	12 932	459	16 144	573

Remarque: Le total pour le Canada ne correspond pas à la somme des chiffres indiqués car il est calculé selon une méthode statistique.

En 1981, le nombre des concessions pétrolières et gazières est resté sensiblement le même. À la fin de l'année, les concessions couvraient une superficie de 60,4 millions d'hectares (Tableau 4), ce qui se compare aux concessions détenues en 1967, avant la découverte du gisement pétrolifère de Prudhoe. Dans le sud des Territoires et la partie centrale de la vallée du Mackenzie, seulement neuf nouveaux accords d'exploration, régis par le nouveau Règlement, ont été signés au cours de l'année avec Pétro-Canada qui avait le choix des terres. Afin de faciliter les négociations avec les autochtones concernant leurs revendications territoriales, sept de ces accords renferment une clause restrictive interdisant les activités d'exploration jusqu'aux mois d'été de 1983. Les sept millions d'hectares cédés en vertu de ces nouveaux accords correspondent à peu près aux droits d'exploration de gisements pétrolifères et gazifères arrivés à expiration.

Le plus grand nombre de terres louées en 1981 reflète le sentiment d'incertitude des entreprises face aux nouveaux accords d'exploration que prévoit la Loi sur le pétrole et le gaz du Canada. En 1981, des renouvellements de permis à des conditions spéciales ont été délivrés pour plus de la moitié des terres détenues à des fins d'exploration. Ces renouvellements ont pour but d'encourager les travaux d'exploration. L'accélération de ces activités devrait permettre de compenser pour les coûts élevés de la prospection dans les régions les plus reculées du Nord. Si l'on veut atteindre les objectifs du Programme énergétique national, il est important de poursuivre le programme d'évaluation des réserves potentielles de pétrole et de gaz naturel.

Tableau 4
Ce tableau indique le nombre de droits d'exploration accordés (permis, renouvellements spéciaux, accords d'exploration) et de baux signés et les superficies couvertes, au 31 décembre 1981.

	Droits d'exploration		Baux	
Région	Nombre	Superficie (hectares)	Nombre	Superficie (hectares)
Territoires du Nord-Ouest (à l'exclusion des îles)	110	8 437 703	1 288	2 982 902
Yukon (à l'exclusion des îles)	45	590 202	188	265 974
Îles arctiques	1 521	31 702 023	612	1 430 406
Eaux arctiques	441	14 575 008	141	376 192
Total	2 117	55 304 936	2 229	5 055 474

Outre la redevance de base de 10 p. cent sur le pétrole brut et de gaz naturel extraits, la Loi prévoit une redevance supplémentaire de 40 p. cent sur les profits nets. La plupart des détenteurs de droits pétroliers et gaziers auront un an pour singer de nouveaux accords d'exploration ou des baux provisoires qui remplaceront les accords actuels. Les termes de ces nouveaux accords, d'une durée beaucoup plus courte que les précédents, seront plus sévères afin d'accélérer l'exploration et la mise en valeur des ressources du Nord. La Loi accorde plus de pouvoirs au Ministre, qui pourra exiger, dans le cadre de ces accords, que les biens et les services soient fournis par des Canadiens, que les autochtones bénéficient de certains avantages et que leurs droits soient respectés. La Loi prévoit également la création d'un fonds renouvelable affecté aux études environnementales afin de stimuler l'exploration dans les régions qui relèvent du Ministre et elle précise les modalités de protection des intérêts canadiens concernant le pétrole et le gaz naturel.

Figure 2
Superficies détenues en vertu de permis d'exploration pétrolière et gazière
Yukon et Territoires du Nord-Ouest.

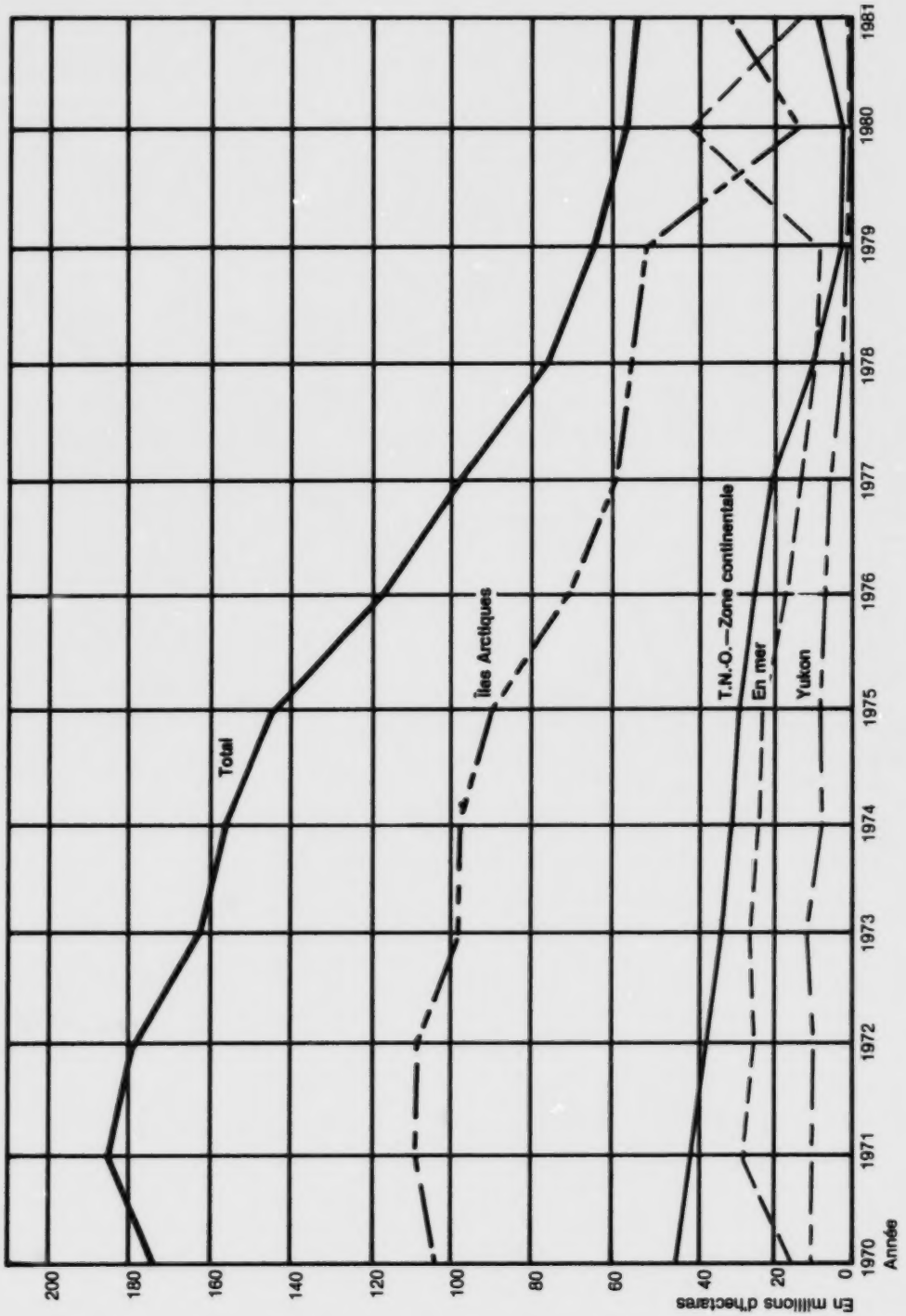
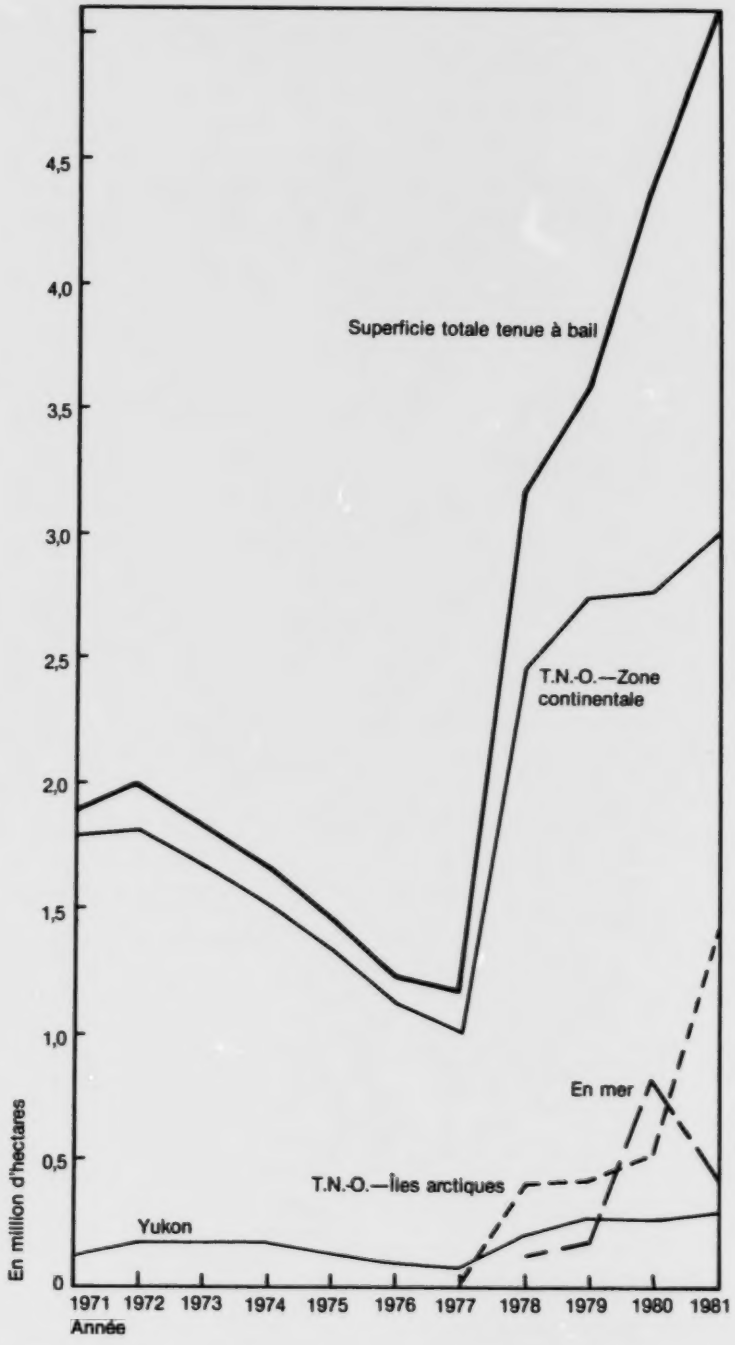


Figure 3
Superficie tenue à bail par année



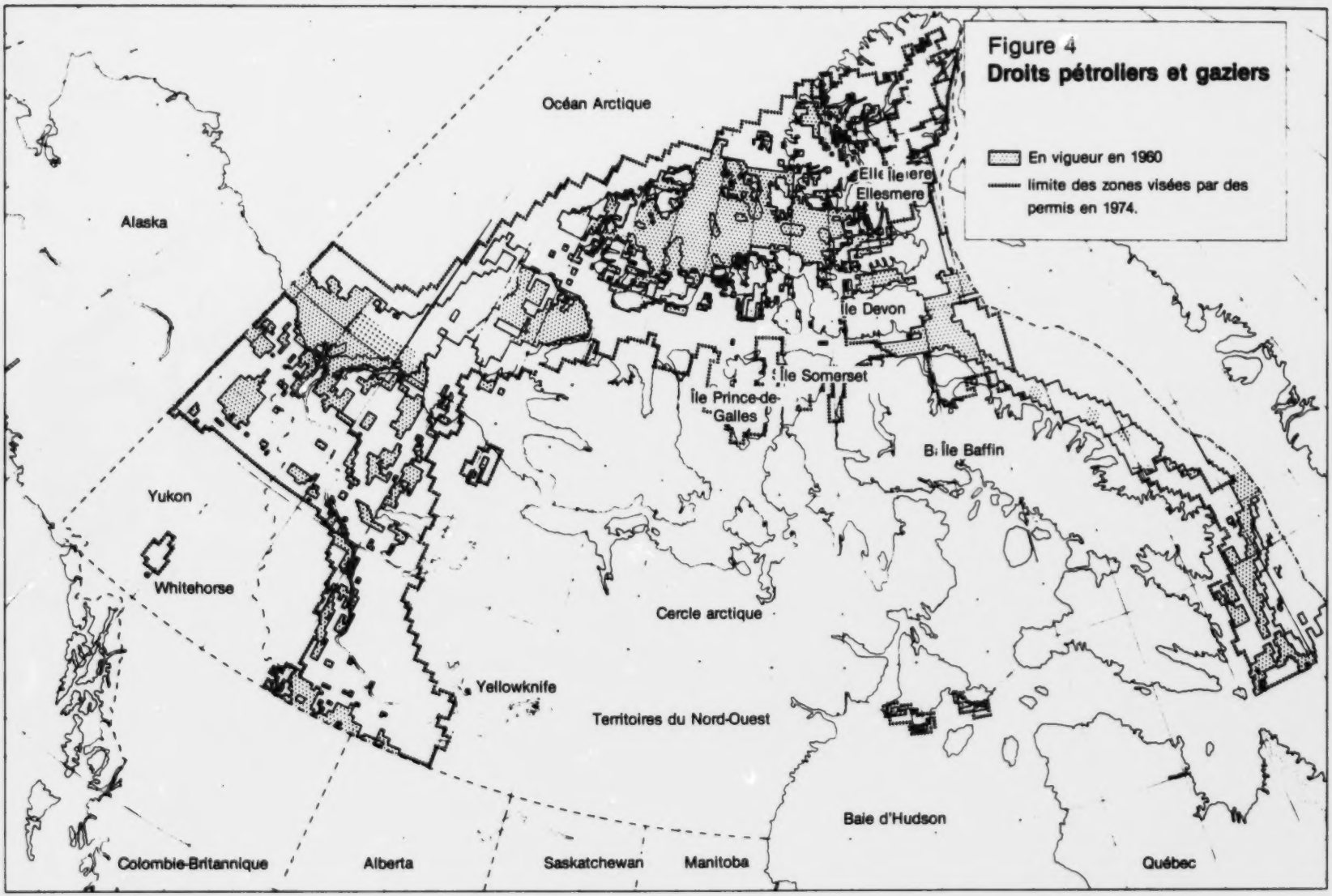
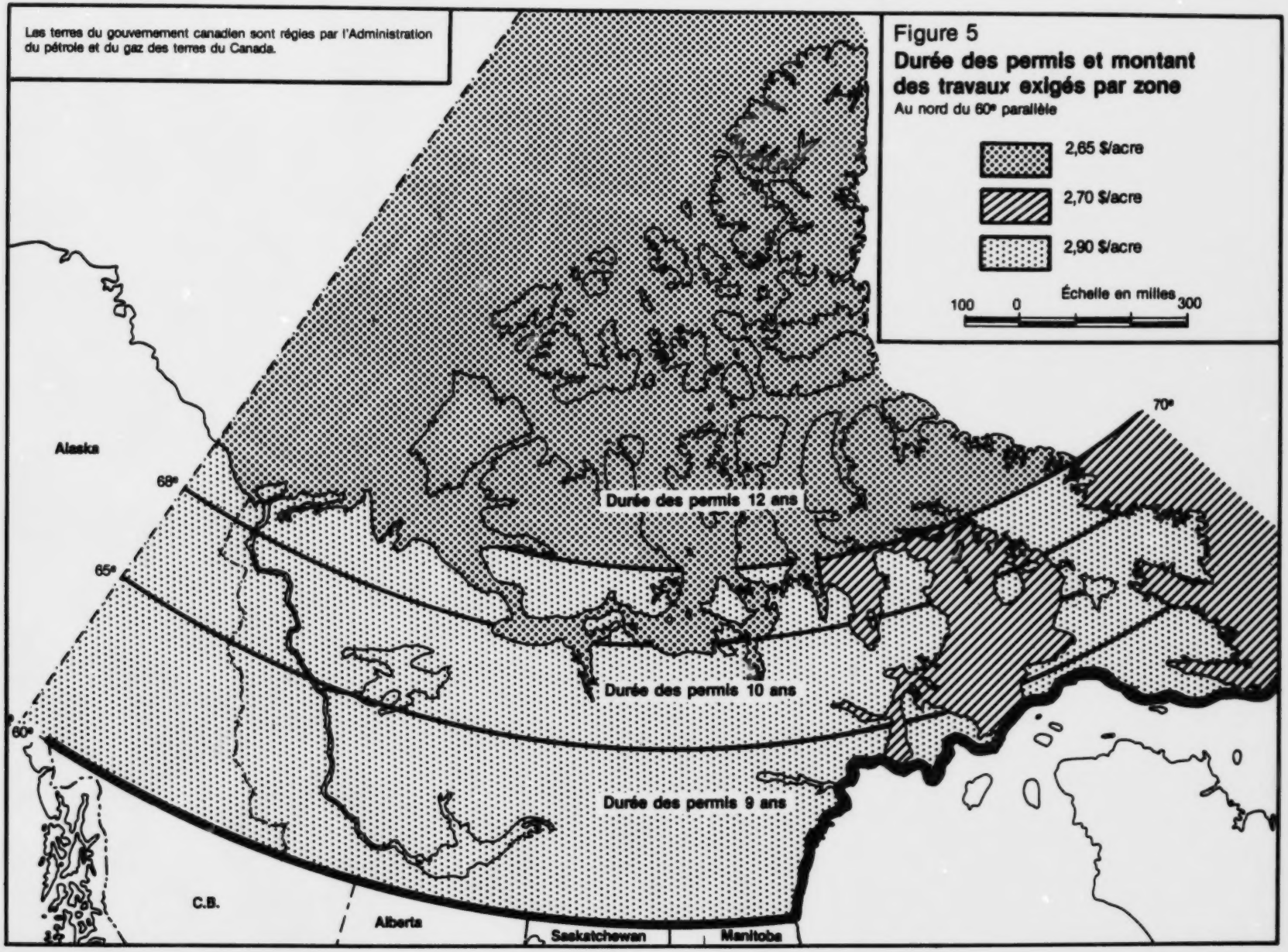


Figure 4
Droits pétroliers et gaziers
En vigueur en 1960
limite des zones visées par des permis en 1974.
Océan Arctique
Alaska
Ellesmere
Île Devon
Île Somerset
Île Prince-de-Galles
Île Baffin
Yukon
Whitehorse
Cercle arctique
Yellowknife
Territoires du Nord-Ouest
Baie d'Hudson
Colombie-Britannique
Alberta
Saskatchewan
Manitoba
Québec


Les terres du gouvernement canadien sont régies par l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada.
Figure 5
Durée des permis et montant des travaux exigés par zone
Au nord du 60e parallèle
2,65 $/acre
2,70 $/acre
2,90 $/acre
Échelle en milles
100 0 300
Alaska
68e
65e
60e
70e
Durée des permis 12 ans
Durée des permis 10 ans
Durée des permis 9 ans
C.B.
Alberta
Saskatchewan
Manitoba

Lois et règlements

Loi sur le pétrole et le gaz du Canada
Le Projet de loi C-48, *Loi sur le pétrole et le gaz du Canada*, présenté au Parlement à la fin de 1980, a été étudié par le Comité permanent de la Chambre des communes sur les ressources nationales et les travaux publics au début de l'année suivante. Le comité a proposé plusieurs amendements à la Loi à la demande de l'industrie pétrolière, des groupes autochtones, des administrations territoriales et d'autres groupes intéressés. À la fin de l'année, le Projet de loi a été adopté en troisième lecture par la Chambre des communes et le Sénat et la Loi a été promulguée le 5 mars 1982. Cette Loi est l'une des mesures les plus importantes du Programme énergétique national lancé en octobre 1980. D'autres textes de loi devaient être présentés au début de 1982 concernant le régime de taxes, les intérêts canadiens, les stimulants et autres éléments du programme d'exploration et de développement des ressources de pétrole et de gaz naturel dans les régions reculées du Canada.

La *Loi sur le pétrole et le gaz du Canada* a remodelé complètement le régime de gestion des activités d'exploration, de développement et d'exploitation des ressources de pétrole et de gaz naturel des régions reculées du Canada qui a été confié à un nouvel organisme, l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada. Afin de protéger les intérêts canadiens, la Loi stipule que 25 p. cent des droits d'exploration sont réservés à la Couronne, qui peut les céder à Pétro-Canada, à d'autres sociétés de la Couronne ou à des sociétés canadiennes par voie d'appels d'offres. Conformément à la Loi, seules les sociétés appartenant au moins à cinquante pour cent à des intérêts canadiens peuvent obtenir un permis d'exploitation.

Règlement sur les terres pétrolifères et gazifères du Canada
La Loi stipule que le règlement reste en vigueur tant qu'il n'est pas remplacé par un nouveau règlement. Cependant, certaines dispositions concernant en particulier le régime des concessions, devraient entrer en vigueur dès la promulgation de la Loi. Les droits préférentiels accordés à Pétro-Canada devraient être révoqués. Toutefois, de nombreuses dispositions concernant notamment la répartition des terres, la présentation des demandes, les avis, la diffusion des rapports et autres documents devraient continuer de s'appliquer pendant un certain temps. De nouvelles dispositions devront être adoptées en ce qui concerne les coûts et investissements entrant dans le calcul des redevances, le dépôt des documents, les droits et les frais, les accords d'exploitation et le règlement des litiges.

Les figures 5 et 6 indiquent les conditions attachées aux permis délivrés en vertu du *Règlement sur les terres pétrolifères et gazifères du Canada* actuellement en vigueur. La figure 5 précise la durée du permis, les renouvellements accordés et le montant des travaux exigés à l'acre* pour chaque période; la figure 6 indique les conditions attachées aux renouvellements spéciaux. La figure 7 illustre le mode d'attribution des droits pétroliers et gaziers et les divers mécanismes prévus par le Règlement.

*Les superficies figurant dans les lois et règlements étant exprimées en acres, on n'a pas jugé bon de convertir ces données en hectares.

Figure 6

Durée des permis et montant des travaux exigés à l'acre.

Yukon et Territoires du Nord-Ouest

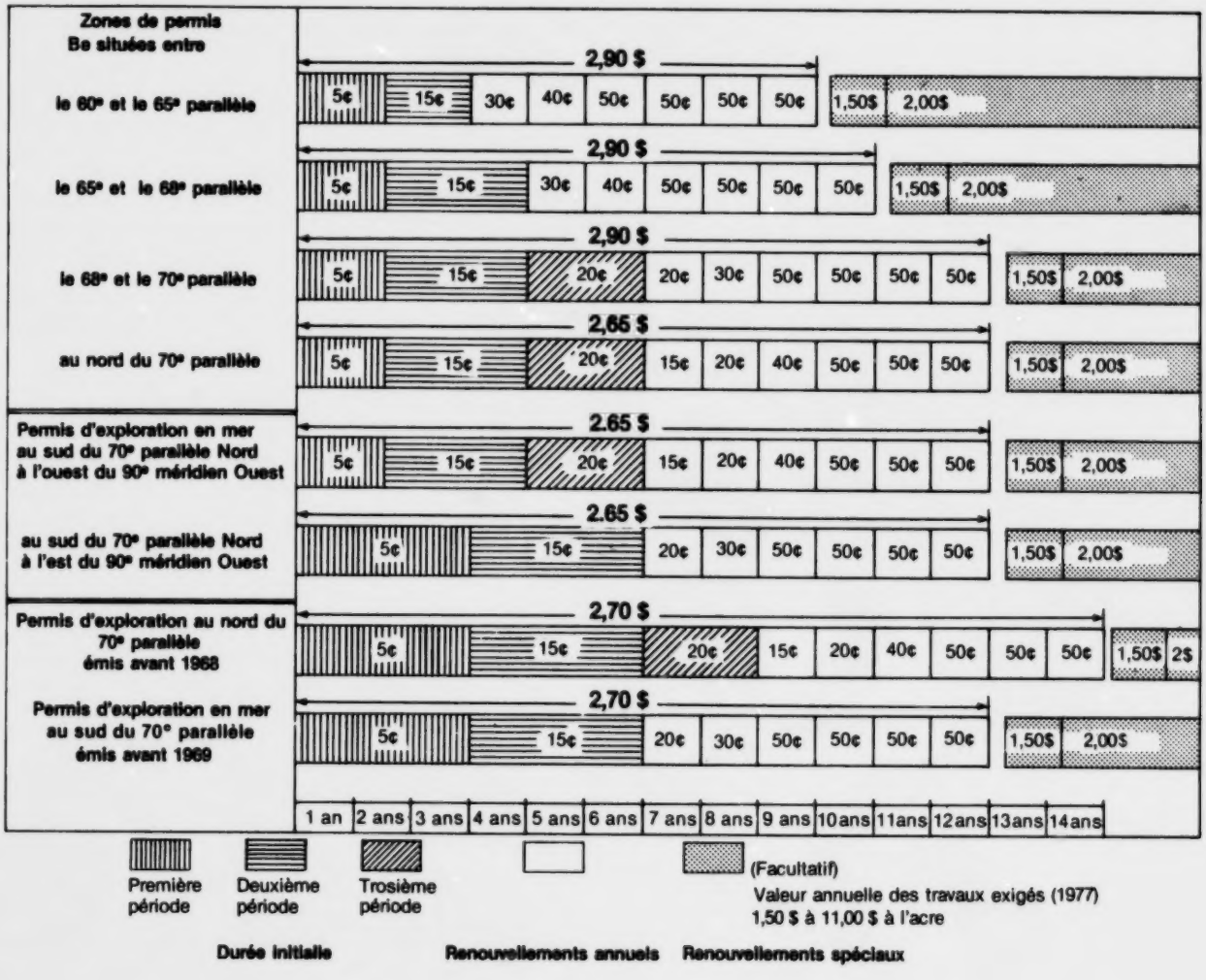
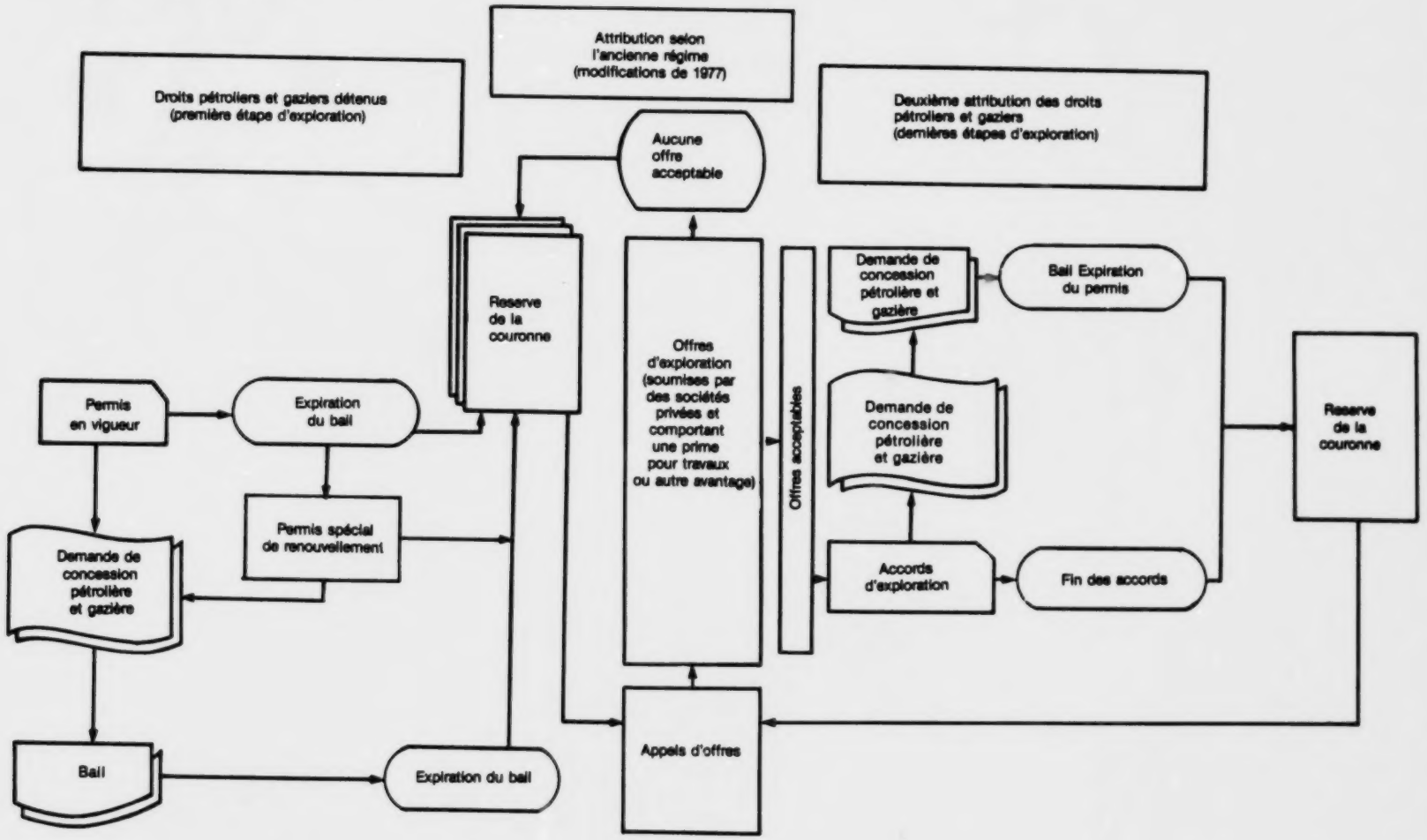


Figure 7
Schéma du mode d'attribution des droits pétroliers et gaziers



Règlement canadien sur les activités géophysiques reliées au pétrole et au gaz
Les ministères des Affaires indiennes et du Nord, et de l'Énergie, Mines et Ressources ont rédigé conjointement le *Règlement canadien sur les activités géophysiques reliées au pétrole et au gaz* qui sera adopté en vertu de la *Loi sur la production et la conservation du pétrole et du gaz*. Certains articles du règlement portent sur les activités géophysiques réalisées sur les terres du gouvernement canadien et au large des côtes.

Le règlement traite en particulier:
- de la sécurité des équipes affectées aux travaux géophysiques;
- de la protection de la faune et de la flore des terres et des eaux prospectées;
- de la qualité des données géophysiques fournies aux organismes intéressés.

En 1980, la Division des services juridiques d'Énergie, Mines et Ressources a rédigé le texte définitif présenté au ministère de la Justice.

Règlement sur les pipelines et règlement sur les gazoducs
Au cours des dernières années, les ministères des Affaires indiennes et du Nord et de l'Énergie, Mines et Ressources ont rédigé le *Règlement sur les pipelines* et le *Règlement sur les gazoducs* qui seront adoptés en vertu de la *Loi sur la production et la conversation du pétrole et du gaz*. En 1977, des réunions avec un groupe d'étude de l'industrie avaient eu lieu pour étudier la question. Le document a été soumis à la Division des services juridiques d'Énergie, Mines et Ressources qui est responsable de la version définitive des textes qui seront promulgués.

Règlement sur la production de pétrole brut et de gaz naturel au Canada
Le texte de ce règlement a été refondu en 1979 par les deux ministères intéressés et en 1980, il a été de nouveau soumis au groupe d'étude de l'industrie pour obtenir ses commentaires.

L'Explorer, navire de forage des sociétés Dome et Canmar, dans la mer de Beaufort.

Recettes

Puits de pétrole et de gaz naturel Panarctic AIEG PRC PPC Cisco B-66, foré à partir d'une plate-forme de glace au large de l'île Lougheed, dans le bassin Sverdrup.

Les recettes provenant des activités dans le Nord pour l'année civile 1981 se chiffrent à environ 12,3 millions de dollars (Tableau 5 et Figure 8), soit environ 1,2 million de dollars de plus qu'en 1980.

Les recettes totales pour l'année financière 1981-1982 s'élèvent à environ 11,1 millions de dollars (Tableau 6 et Figure 9), soit à peu près 0,9 million de dollars de moins que l'année financière précédente.

La Figure 10 indique les primes mensuelles perçues pour travaux dans le cadre des blocs, des permis et des accords d'exploration comportant des clauses à cet effet. À la fin de 1981, les primes pour travaux perçues depuis 1963 s'élevaient à environ 59 millions de dollars, soit une augmentation de 100 000 $ par rapport aux données cumulatives de 1978. Cette augmentation est due uniquement à la signature d'un accord d'exploration avec Pétro-Canada en 1979.

Tableau 5
Recettes brutes provenant de l'exploitation du pétrole et du gaz naturel — 1975 à 1981 (années civiles)

Année	Licences	Permis ou accords d'exploration	Transferts	Concessions	Loyers	Redevances	Déchéances	Primes	Divers	Total
Territoires du Nord-Ouest										
1975	2 750,00	4 000,00	10 005,00	3 970,00	3 684 559,54	3 425 965,83	172 517,93	—	1 353,53	7 305 121,83
1976	2 425,00	—	14 635,00	4 670,00	2 675 065,79	4 688 996,80	219 104,46	—	5 015,75	7 609 912,80
1977	2 600,00	—	12 635,00	6 320,00	3 266 775,28	4 778 130,10	105 853,49	—	3 506,10	8 175 819,97
1978	2 100,00	—	25 550,00	2 600,00	3 999 061,10	4 337 465,61	270 561,83	—	4 798,55	8 642 137,09
1979	475,00	1 500,00[1]	18 105,00	1 718,50	5 564 311,51	5 136 151,06	40 300,60	—	31,00	10 762 592,67
1980	475,00	250,00[1]	42 830,00	3 510,00	5 788 993,49	4 886 629,26	—	—	—	10 722 687,75
1981	350,00	2 250,00[1]	15 855,00	3 080,00	7 469 763,21	4 470 284,92	—	—	13,96	11 961 597,09
Total	11 175,00	8 000,00	139 615,00	25 868,50	32 448 529,92	31 723 623,58	808 338,31	—	14 718,89	65 179 869,20
Yukon										
1975	—	—	3 610,00	90,00	204 281,25	177 504,68	—	—	—	385 485,93
1976	—	—	45,00	50,00	104 353,00	144 461,20	—	—	—	248 909,20
1977	—	—	1 075,00	110,00	155 065,25	64 318,13	—	—	—	220 568,38
1978	—	—	290,00	320,00	337 081,90	6 710,07	1 845,62	—	—	346 247,59
1979	—	—	80,00	200,50	320 195,25	23 089,77	—	—	—	343 565,02
1980	—	—	1 100,00	20,00	396 871,03	58 526,48	—	—	—	456 517,51
1981	—	—	1 850,00	30,00	347 594,25	2 135,61	—	—	—	351 609,86
Total	—	—	8 050,00	820,00	1 865 441,93	476 745,94	1 845,62	—	—	2 352 903,49

Recettes totales	
1975	7 690 607,76
1976	7 858 822,00
1977	8 396 388,35
1978	8 988 384,68
1979	11 106 157,69
1980	11 179,205,26
1981	12 313 206,95
Total	67 532 772,69

1. Accords d'exploration

Figure 8
Recettes par année civile

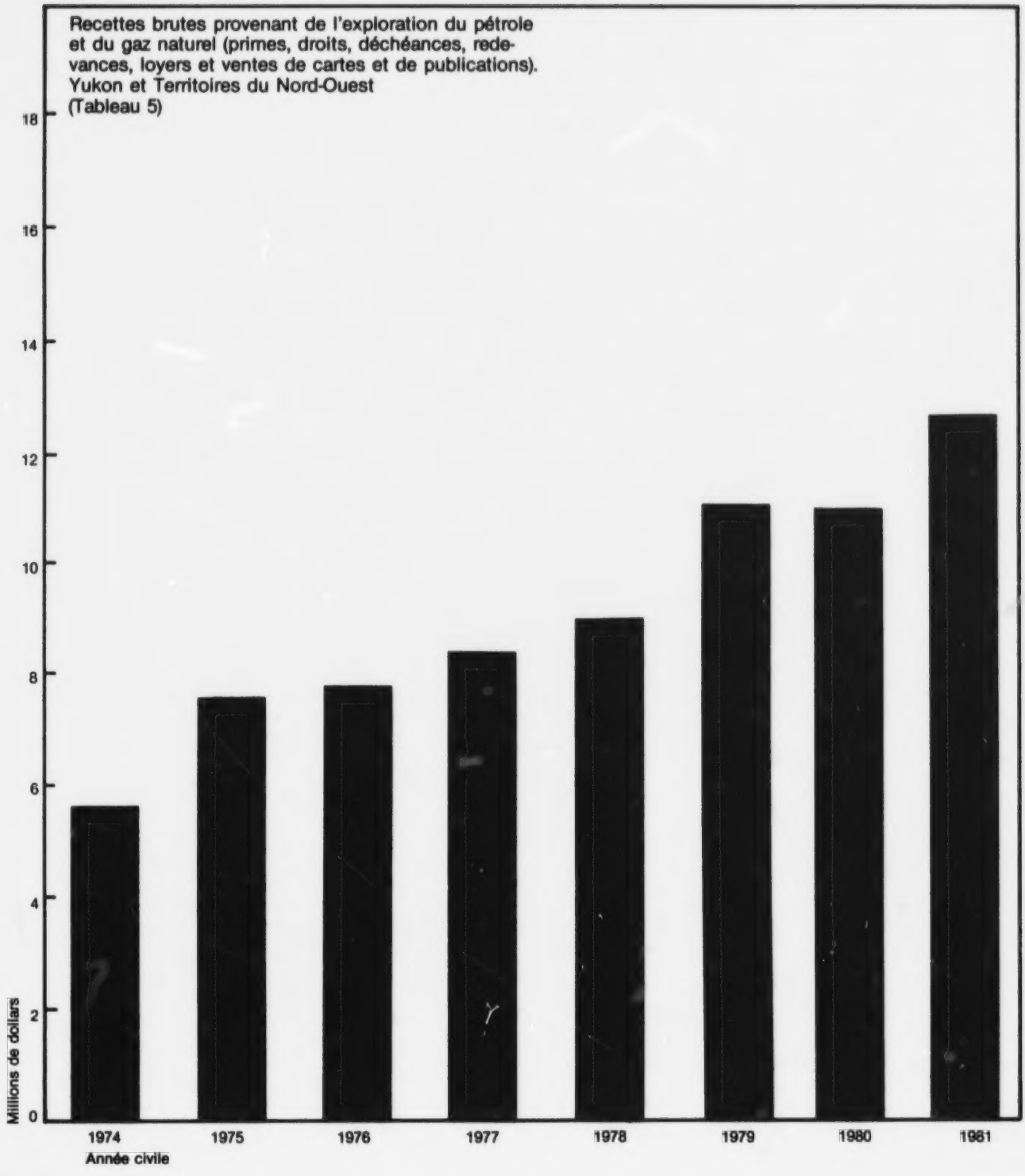


Tableau 6
Recettes brutes provenant de l'exploitation du pétrole et du gaz naturel — 1975 à 1981 (années financières)

Année financière	Licences	Permis ou accords d'exploration	Transferts	Concessions	Loyers	Redevances	Déchéances	Primes	Divers	Total
Territoires du Nord-Ouest										
1975-76	1 320,00	—	8 955,00	4 040,00	3 718 493,34	4 352 171,61	165 716,01	—	1 438,75	8 252 134,71
1976-77	3 450,00	—	14 870,00	3 960,00	4 343 465,73	4 672 663,83	142 315,07	—	5 138,65	9 185 863,28
1977-78	825,00	—	15 670,00	6 490,00	3 488 769,99	4 624 080,66	105 853,49	—	2 811,20	8 244 500,34
1978-79	1 125,00	—	25 620,00	2 730,00	5 196 829,46	4 231 446,53	285 579,70	—	3 947,15	9 747 277,84
1979-80	400,00	1 500,00[1]	16 130,00	1 228,50	4 998 883,82	4 491 795,94	40 300,60	—	22,00	9 550 260,86
1980-81	425,00	250,00[1]	44 295,00	6 220,00	6 413 973,26	5 187 176,06	—	—	78,96	11 652 418,28
1981-82	25,00	2 250,00[1]	15 100,00	250,00	6 843 526,24	3 863 929,49	80 106,00	—	—	10 805 186,73
Total	7 570,00	4 000,00	140 640,00	24 918,50	35 003 941,84	31 423 264,12	19 870,87	—	13 436,71	67 437 642,04
Yukon										
1975-76	—	—	3 635,00	90,00	184 243,25	195 397,97	—	—	—	383 366,22
1976-77	—	—	1 095,00	80,00	130 779,75	122 435,71	—	—	—	254 390,46
1977-78	—	—	—	140,00	230 641,15	29 216,00	1 845,62	—	—	261 842,77
1978-79	—	—	230,00	420,00	299 291,90	4 514,52	—	—	—	304 456,42
1979-80	—	—	115,00	40,00	392 012,28	94 428,24	—	—	—	486 595,52
1980-81	—	—	2 865,00	50,00	349 327,00	18 325,85	—	—	—	370 567,85
1981-82	—	—	50,00	250,00	295 932,25	—	—	—	—	296 232,25
Total	0	0	7 990,00	1 070,00	1 882 227,58	464 318,29	1 845,62	0	0	2 357 451,49

Recettes totales	
1975-76	8 635 500,93
1976-77	9 440 253,74
1977-78	8 506 343,11
1978-79	10 051 734,26
1979-80	10 036 856,38
1980-81	12 022,986,13
1981-82	11 101 418,98
Total	69 795 093,53

1. Accords d'exploration

Figure 9
Recettes par année financière

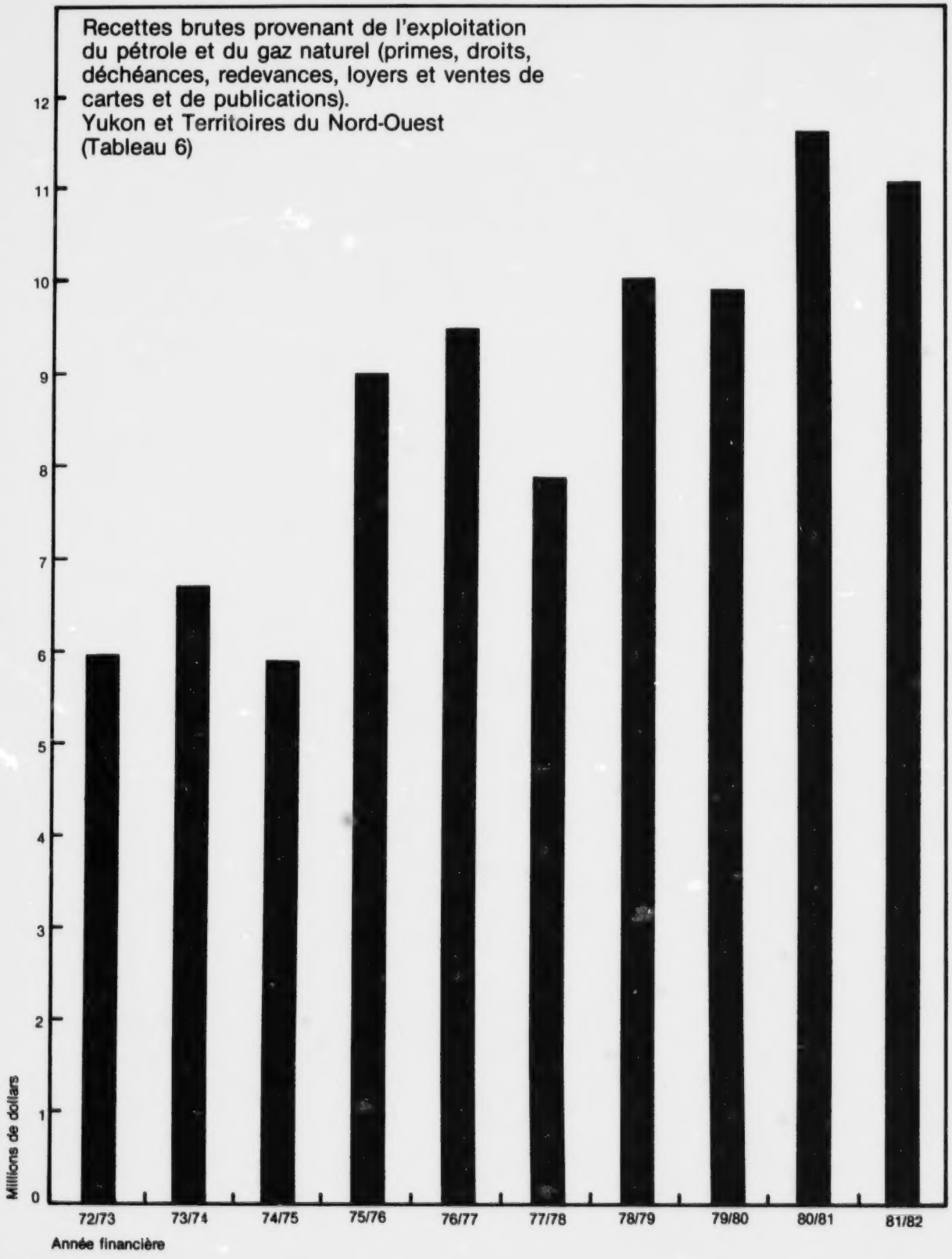
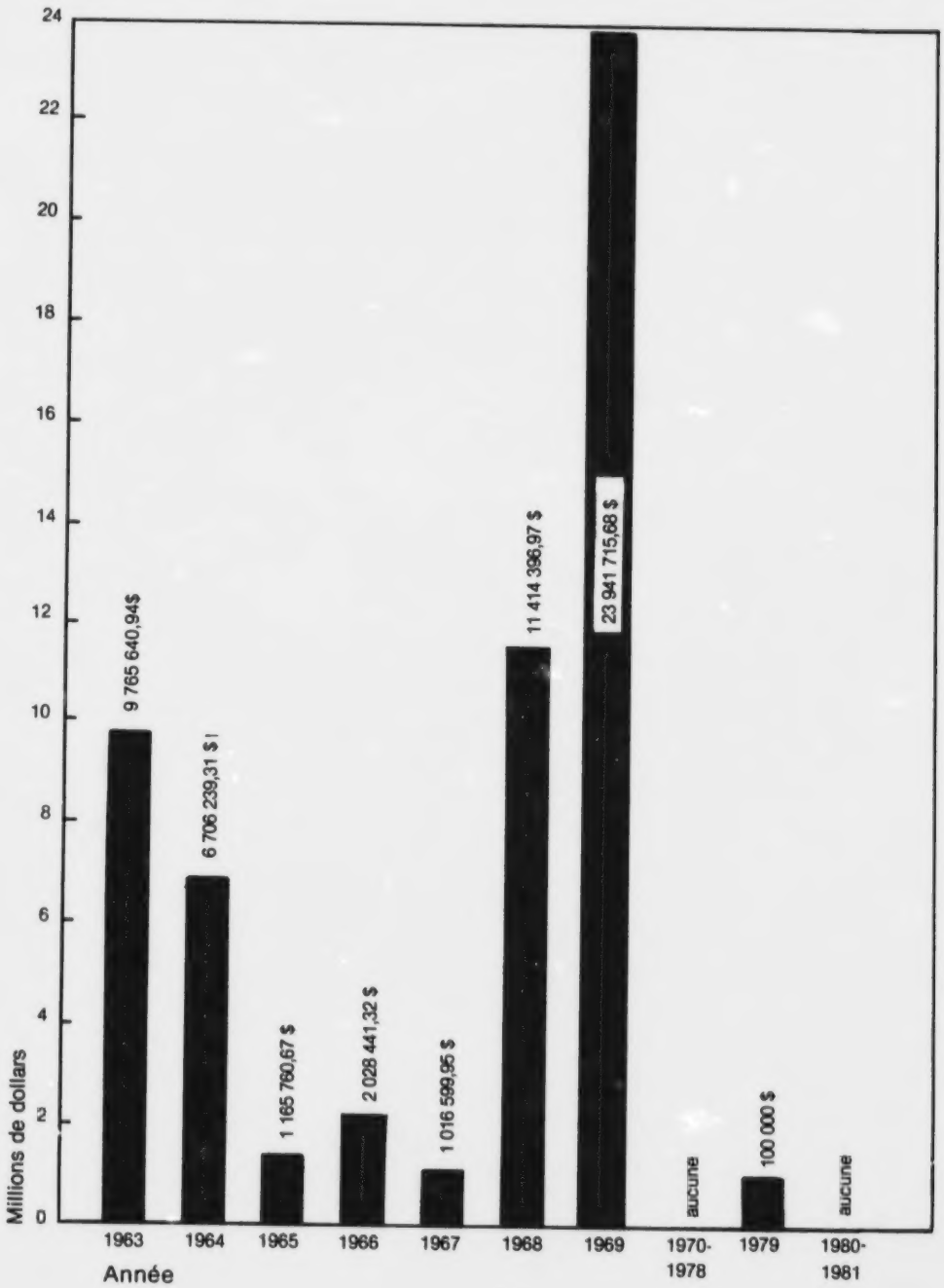


Figure 10
Valeur des primes perçues dans le cadre des offres comportant des clauses à cet effet
Yukon et Territoires du Nord-Ouest



Prospection, forages et découvertes

Prospection

Études géologiques et géophysiques

Comme les années précédentes, on a fait très peu d'études géologiques. La société Yukon Oil and Gas a fait quelques travaux dans la partie centrale du Yukon et la société Panarctic a effectué plusieurs recherches dans les îles arctiques.

Prospection sismique terrestre

En 1981, la prospection sismique terrestre a peu progressé. Par rapport à 1980, les activités ont diminué puisque le nombre de mois-équipes est passé de 17,1 à 16,5 et le profil sismique, de 4 345 km à 2 875 km.

Dans la partie continentale des Territoires du Nord-Ouest, Esso et Mobil ont réalisé un profil sismique de 1 400 km. Chevron et Panarctic ont couvert un profil de 1 475 km dans les îles arctiques.

Prospection sismique sous-marine

Les travaux de prospection sismique sous-marine ont nettement progressé par rapport à 1980, totalisant 13 100 km.

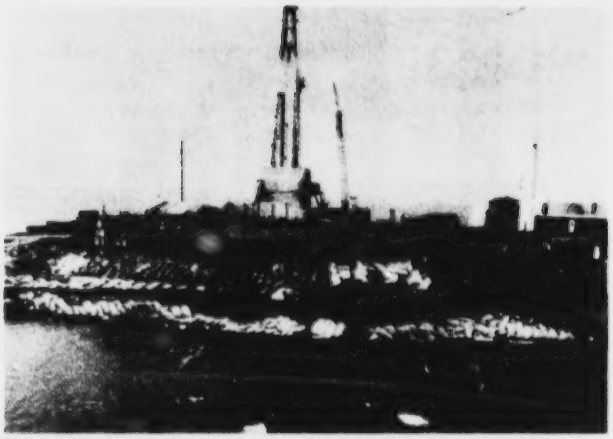
Dans la mer de Beaufort, Dome Petroleum et Canadian Superior and Geophysical Services Inc. ont couvert 12 000 km.

La Société Aquitaine a couvert un profil de 1 100 km dans la région de la baie de Baffin et le détroit de Davis.

Le tableau 7 fournit des statistiques sur la prospection au nord du 60e parallèle et compare les activités de 1981 à celles des années précédentes.

Forages

En 1981, les activités de forage ont ralenti. Treize puits, dont douze puits d'exploration et un puits de développement ont été forés dans les Territoires du Nord-Ouest, ce qui représente une profondeur totale de 38 990 m. Aucun puits n'a été foré au Yukon.



Puits Alerk P-23 foré à partir d'une île artificielle dans la mer de Beaufort.

Forages au large des côtes

L'ouest de l'Arctique

Pour la sixième année consécutive, les sociétés Dome et Canmar ont poursuivi leurs activités de forage dans la mer de Beaufort. On a repris et terminé les travaux aux puits Kopanoar 21-44 et Koakoak 0-22, ce qui a donné lieu à des découvertes importantes de pétrole et de gaz naturel. Kilannak A-77 est le seul autre puits de Dome et Canmar dans la mer de Beaufort qui a été foré à sa profondeur maximum en 1981 et il a du être abandonné. En 1981, les travaux ont repris aux puits kenalooak J-94 et Orvilruk 0-03 et du forage par battage au câble a été effectué au puits Irkaluk B-35. Tous ces travaux ont été interrompus avant d'atteindre la profondeur maximum et devront reprendre en 1982.

Gulf Canada a foré le puits Gulf North Issungnak L-86 à sa profondeur maximum à partir d'un navire de forage de la Canmar. Ce puits a été abandonné avant que des essais ne soient faits.

Esso a foré deux puits à partir d'îles artificielles. Le puits Issungnak 2 0-61, devant servir à délimiter le gisement découvert au puits Issungnak 0-61, a été foré à partir de la même île et a permis de découvrir d'importantes réserves de pétrole et de gaz naturel. Le puits Esso Alerk P-23 a été foré à sa profondeur maximum sans aucun résultat.

Figure 11
Travaux d'exploration
Yukon et Territoires du Nord-Ouest

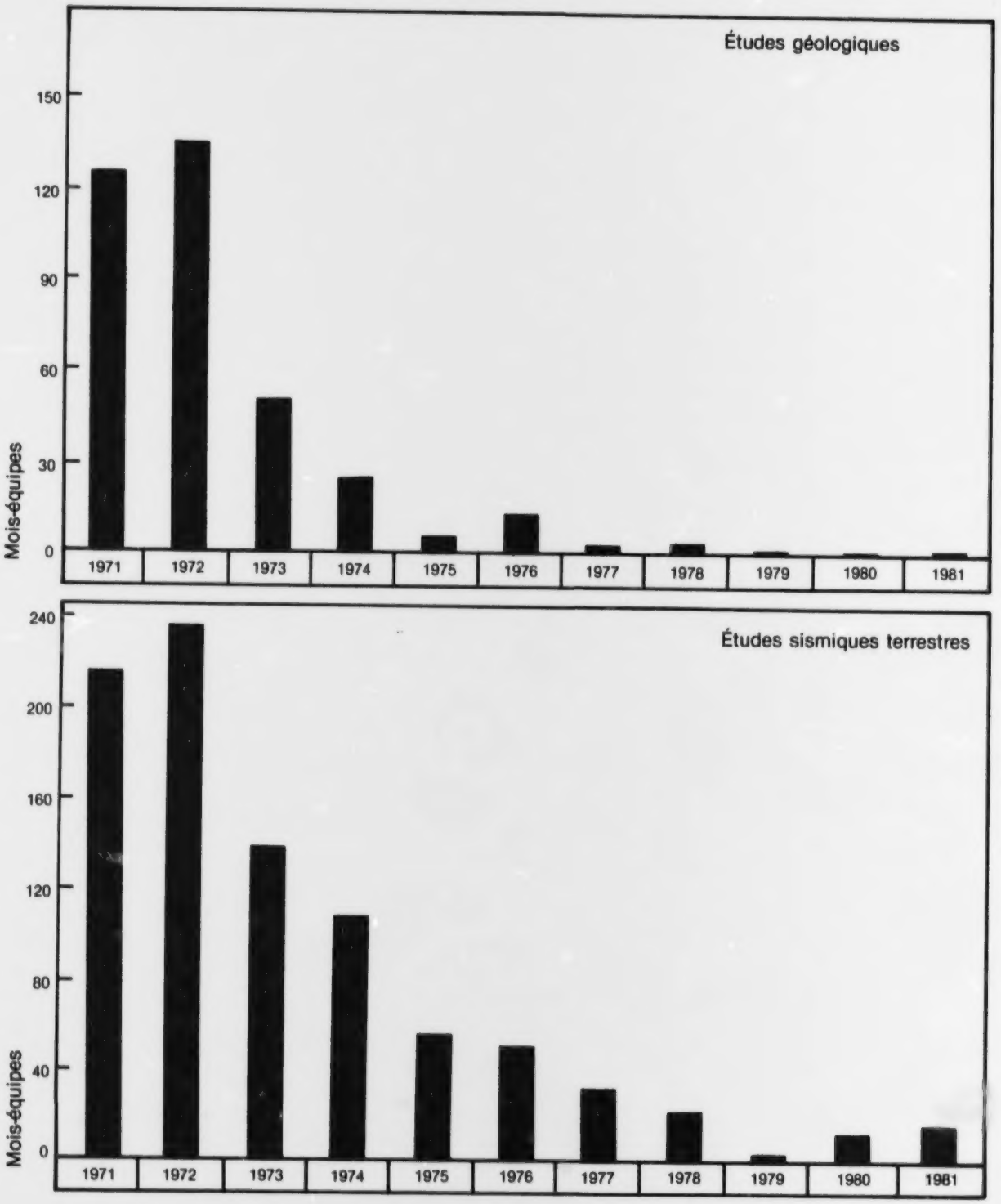


Figure 12
Travaux d'exploration
Yukon et Territoires du Nord-Ouest

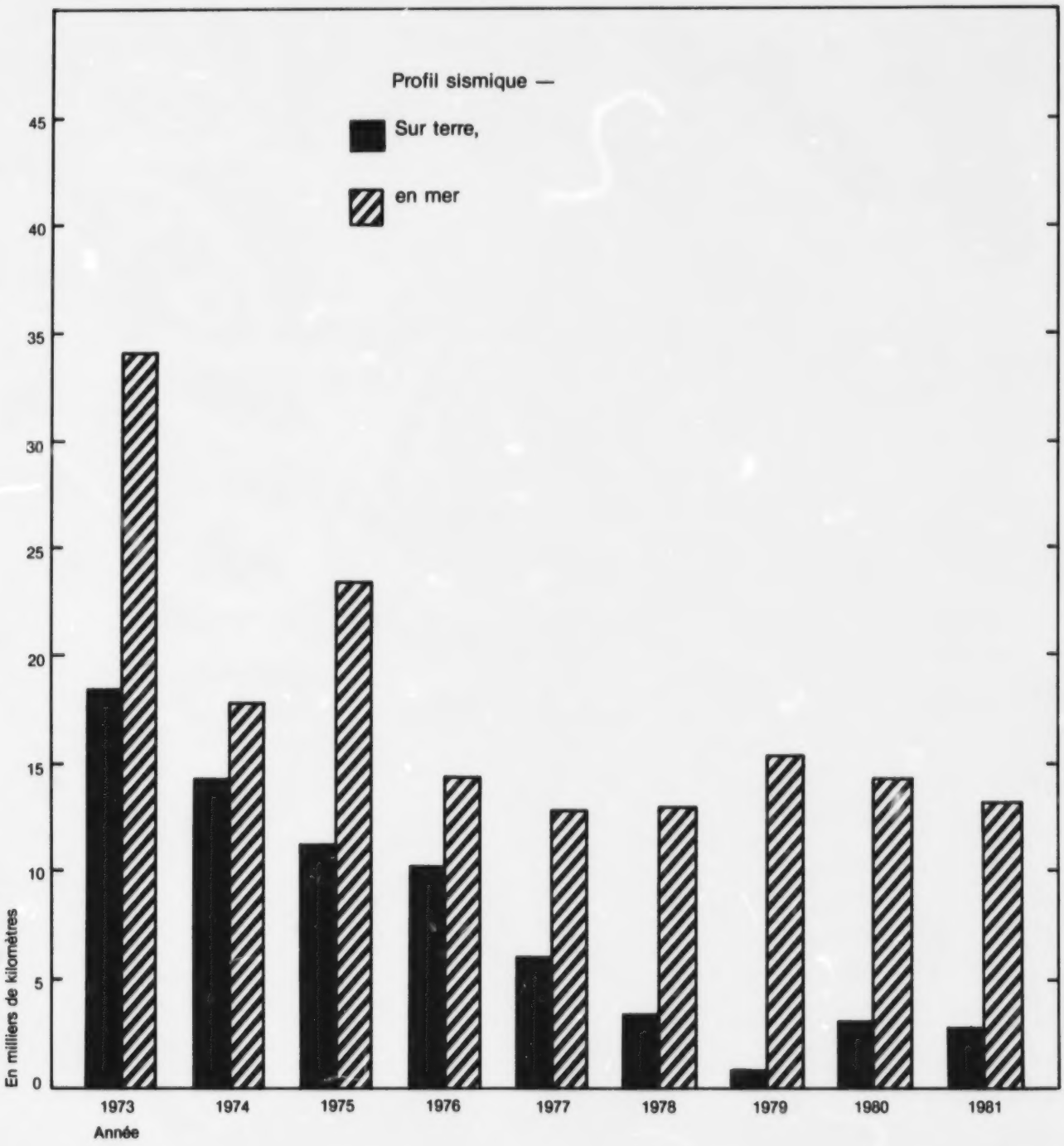


Tableau 7
Statistiques sur l'exploration — 1973 à 1981

	Yukon	T.N.-O. zone continentale	Delta du Mackenzie	Mer de Beaufort	Îles arctiques et fonds marins avoisinants	Baie de Baffin Détroit Davis	Total
Mois-équipes							
Études géologiques							
1973	3,0	9,0	0	0	37,0	1,0	50,0
1974	3,5	1,5	4,5	0	15,5	0	25,0
1975	0	0	0	0	3,5	1,0	4,5
1976	4,0	1,5	1	0	5,5	1,0	13,1
1977	0	0	1,5	0	1,0	0	2,5
1978	0	0	3,0	0	1,0	0	4,0
1979	0	0	0	0	1,0	0	1,0
1980	0	1,8	0	0	0,3	0	2,1
1981	0,3	0	0	0	1,0	0	1,3
Mois-équipes							
Études sismiques terrestres							
1973	10,0	25,0	42,0	4,0	58,0	0	139,0
1974	3,0	27,0	41,0	2,0	37,0	0	110,0
1975	0	14,5	10,5	0,1	32,0	0	57,1
1976	0	3,0	18,5	1,0	29,5	0	52,0
1977	0	0,5	10,0	0	21,5	0	32,0
1978	0	2,0	8,0	0	7,5	0	17,5
1979	0	0	0	0	5,0	0	5,0
1980	0	6,0	3,5	0	7,6	0	17,1
1981	0	8,7	0	0	7,8	0	16,5
Kilométrage de profil sismique sur terre							
Sur terre							
1973	984	1 855	5 593	757	8 939	0	18 127
1974	195	3 111	5 200	121	5 520	0	14 147
1975	0	2 531	1 093	14	7 449	0	11 089
1976	0	5 435	3 353	124	6 499	0	10 519
1977	0	77	811,9	0	4 843,3	0	5 732,5
1978	0	143	671	0	2 446	0	3 260
1979	0	5,4	0	0	780,2	0	785,6
1980	0	968	1 944	0	1 433	0	4 345
1981	0	1 400	0	0	1 475	0	2 875
En mer							
1973	0	29	0	7 412	8 061	17 834	33 337
1974	0	0	0	2 776	6 697	8 167	17 641
1975	0	0	0	4 135	5 380	14 638	24 153
1976	0	0	69	4 515	2 151	7 879	14 614
1977	0	0	0	4 668,7	3 410,2	4 129,6	12 208,5
1978	0	0	0	5 747	0	6 896	12 643
1979	0	123	0	8 056	0	7 110	15 289
1980	0	100	0	8 396	0	155	8 651
1981	0	0	0	12 000	0	1 100	13 100

Échelle en milles
0 50 100
OCÉAN ARCTIQUE
MER DE BEAUFORT
80°
141°
120°
60°
U R S S
Limite approximative de la banquise polaire
CERCLE ARCTIQUE
A L A S K A
Mould Bay
ÎLE BANKS
Sachs Harbour
ÎLE VICTORIA
Cambridge Bay
Coppermine
Port Radium
Inuvik
Tuktoyaktuk
Aklavik
Fort McPherson
Dawson
Mayo Landing
Norman Wells
TERRITOIRE DU YUKON
TERRITOIRES
Valdez
Burwash Landing
Carcross
WHITEHORSE
Skagway
Ross River
Wrigley
Fort Simpson
Watson Lake
Yellowknife
Hay River
Pine Point
FORT-RÉSOLUTION
Fort Smith
Uranium City
Fort Nelson
Zama Lake
COLOMBIE-BRITANNIQUE
ALBERTA
SASKATCHEWAN
Fort St. John
Échelle en milles
0 200 400
Légende
Pipeline
Gazoduc de la Westcoast Transmission
Pipeline de l'Alcan (Foothills) et prolongement Dempster
Raffinerie de pétrole
Usine de traitement de gaz naturel
Les puits ou gisements pétrole sont indiqués en vert
Les puits ou gisements de gaz sont indiqués en rouge
Aéroports de Transports Canada et des gouvernements territoriaux

Réserves de pétrole et de gaz naturel et nouveaux gisements

Yukon

1 Champ de gaz naturel de Kotaneelee
2 Champ de gaz naturel Chance
3 Socony Mobil *et al* Blackie no 1
4 Socony Mobil *et al* Birch Y.T. B-34

Territoires du Nord-Ouest

5 Champ de gaz naturel de Pointed Mountain
6 Champ de gaz naturel de Rabbit Lake
7 C.P.O.G. *et al* LaBiche F-08
8 H.B. Cameron Hill A-05
9 Champ de gaz naturel de la rivière S. Island
10 Home Signal Celibeta H-78
11 Shell H.B. Grumbler G-63
12 Sun Netla C-07
13 Texaco Bovie Lake J-72
14 Union Pam Am. Trainer Lake C-39
15 Pacific Amoco Tathlina N-18
16 Champ pétrolier de Norman Wells
17 Champ de gaz naturel de Taglu
18 Champ de gaz naturel de Parsons
19 Gulf Imperial Shell Titalik K-26
20 Gulf Imperial Shell Reindeer F-36
21 Gulf Mobil Ya Ya P-53, gisement de gaz naturel A-28
22 Shell Niglintgak H-30 et M-19
23 Imperial I.O.E. Mallik L-38
24 Imperial Ivik J-26
25 I.O.E. Mayogiak J-17
26 I.O.E. Atkinson H-25
27 Shell Kugpik O-13
28 Imp. Adgo F-28
29 Ashland Redji Lake F-24
30 Champ de gaz naturel et champ pétrolier de Kumak
31 Champ de gaz naturel et champ pétrolier de Garry
32 Imp. Netserk F-40
33 Gulf Mobile Kamik D-48
34 Dome Hunt Nektoralik K-59
35 Dome Gulf *et al* Ukalerk
36 Dome Kopanoar
37 Imp. Isserk E-27
38 Paramount *et al* Cameron J-62
39 Paramount *et al* Liard D-29
40 Esso *et al* Issungnak
41 Dome Koakoak O-22
42 Dome *et al* Tarsiut A-25

Îles arctiques

51 Champ de gaz naturel de la pointe Drake
52 Champ de glace naturel de Hecla
53 Champ de gaz naturel Roi-Christian
54 Panarctic Tenneco *et al* Kristoffer Bay B-06
55 Dome Arctic Ventures Wallis K-62
56 Champ de gaz naturel Thor
57 Panarctic Whitefish
58 Dome Sutherland O-23
59 Panarctic Bent Horn N-72, A-02
60 Panarctic Jackson Bay G-16A
61 Panarctic Roche Point
62 Aquitaine Hekja O-71
63 Panarctic *et al* Balaena D-58
64 Panarctic *et al* Char G-07
65 Panarctic *et al* Maclean I-72
66 Panarctic *et al* Cisco B-66
67 Panarctic *et al* Skate G-80

Est de l'Arctique
En 1981, il n'y a eu aucune activité de forage dans la région de la baie de Baffin et du détroit de Davis.

Îles Arctiques
La société Panarctic a poursuivi ses travaux de prospection dans les îles arctiques à partir d'îlots de glace renforcés, à trois endroits différents. Les essais ont confirmé la découverte de trois gisements de pétrole et de gaz naturel. Le pétrole a jailli au puits Skate B-80 et c'était le premier gisement découvert dans les sédiments mésozoïques des îles arctiques. On a également fait des essais aux puits MacLean I-72 et Cisco I-66.

En plus de son programme de forage en mer, Panarctic a foré le puits de développement à Bent Horn G-02 et Panarctic et Dome, le puits d'exploration N. Hoodoo N-52. Il s'agissait de puits secs qui ont été abandonnés.

Sud des Territoires
Sulpetro a foré un puits à Trout Lake et Paramount a effectué des travaux pour déliminter un éventuel gisement de gaz naturel à Cameron Hills. Ces deux puis étaient secs et ont été abandonnés.

Delta du Mackenzie
En 1981, aucun puits n'a été foré sur les rives du delta du Mackenzie.

Yukon
En 1981, aucun puits n'a été foré au Yukon.

Découvertes
En 1981, six nouveaux gisements ou réserves supplémentaires ont été découverts. Dans les îles arctiques, Panarctic Oils a découvert du pétrole au puits Cisco B-66, du pétrole et du gaz naturel au puits Skate et du gaz naturel au puits MacLean.

En mer de Beaufort, dans la région du delta du Mackenzie, on a découvert d'importants gisements et des réserves supplémentaires. Au puits Issungnak 2 0-61, Esso Ressources a extrait du pétrole et du gaz naturel d'un gisement découvert en 1980. Dome Petroleum a découvert du pétrole et du gaz naturel au puits Koakoak 0-22 et extrait du pétrole et du gaz naturel du puits de délimitation Kapanoar 2 I-44.

Tableau 8
Puits abandonnés ou forés à leur profondeur maximum en 1981.

Treize puits ont été forés à leur profondeur maximum en 1981, ce qui représente 38 990 m de profondeur. S et A indiquent les puits secs et abandonnés.

Nom du puits	Amorçage	Achèvement	Résultats	Profondeur totale (mètres)
Territoires du Nord-Ouest — Îles arctiques				
Panartic *et al* Cisco B-66 B-66-77-30-106-00	81-02-01	81-05-04	Pétrole	2 412
Panarctic *et al* Maclean I-72 I-72-77-40-103-30	81-01-27	81-04-27	Gaz naturel	2 475
Panartic *et al* Skate G-80 G-80-77-50-104-30	81-01-20	81-04-04	Pétrole et gaz naturel	1 655
Panarctic *et al* N. Hoodoo N-52 N-52-78-10 — 099-30	81-09-28	81-11-11	S et A	1 650
Panarctic W. Bent Horn G-02 G-02-76-30-104-00	81-05-29	81-09-04	S et A	3 220
Territoires du Nord-Ouest — Mer de Beaufort				
Dome *et al* Kilannak A-77 A-77-70-50-129-00	80-09-10	81-09-04	S et A	2 996
Dome Koakoak 0-22 0-22-70-30-134-00	79-11-05	81-10-31	Pétrole et et gaz naturel, travaux interrompus	4 365
Dome *et al* Kopanoar 2 I-44 I-44-70-30-135-00	80-08-02	81-10-29	Pétrole et gaz naturel, travaux interrompus	4 010
Gulf *et al* N. Issungnak L-86 L-86-70-10-134-00	81-07-17	81-10-16	S et A	4 771

Nom du puits	Amorçage	Achèvement	Résultats	Profondeur totale (mètres)
Esso *et al* Alerk P-23 P-23-70-00-132-45	81-09-21	81-12-24	S et A	3 223
Esso *et al* Issungnak 2 0-61 0-61-70-10-134 — 00	80-10-02	81-08-13	Pétrole et gaz naturel	4 460
Territoires du Nord-Ouest — Zone continentale				
Paramount *et al* Cameron J-76 J76-60-10-117-00	81-02-08	81-03-12	S et A	1 627
Sulpetro *et al* Trout Lake P-34 P-34-60-30-121-00	81-01-15	81-02-25	S et A	2 126

Prévisions pour 1982

Dans l'ensemble, les activités en 1982 seront semblables à celles de 1981. Les principaux forges auront lieu dans les îles arctiques, le bassin de delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort et le détroit de Davis.

Les travaux de prospection dans les îles arctiques devraient se poursuivre au même rythme qu'en 1981. On forera au moins quatre puits, tous à partir d'îles artificielles. La prospection sismique continuera dans la région de l'île Loughead et dans la péninsule Sabine.

Dome Petroleum entreprendra sa septième saison en mer de Beaufort et effectuera des travaux de forage à partir de trois navires dès que les conditions climatiques le permettront. En principe, ces navires reprendront les travaux des années précédentes aux puits Orvilruk 0-03, Kenalooak J-94 et Irkaluk B-35 afin d'atteindre la profondeur maximum et de passer aux essais. Gulf forera dans le gisement Tarsiut à partir des navires de la société Canmar. On envisage de forer de nouveaux puits et de poursuivre les travaux de dragage aux futurs emplacements d'îlots artificiels. En 1982, on entreprendra la construction d'un îlot reposant sur un caisson d'acier d'un type nouveau en se servant de la coque d'un énorme cargo. Les activités de forage devraient débuter au cours de l'hiver 1982-83.

Esso forera le puits W. Atkinson L-17 et entreprendra peut-être le forage d'un autre puits près des rives du delta. La compagnie prévoit construire un îlot reposant sur un caisson d'acier au puits Kudluk H-08 afin de commencer le forage à l'automne 1983.

Gulf Resources terminera les essais entrepris au puits E. Tarsiut N-44 et forera un autre puits à partir du même îlot. La compagnie prévoit mettre en service un nouveau type de ponton de forage ancré en 1983.

En mars 1980, la société Esso a présenté un programme de récupération secondaire pour le gisement Norman Wells. Ce programme comprend le forage de puits d'injection et de production sur la terre ferme, sur deux îles et sur deux îlots artificiels que l'on construira dans le fleuve Mackenzie. Le forage des puits de récupération par injection d'eau débutera à l'automne 1982.

Dans le sud des Territoires du Nord-Ouest, plusieurs exploitants continueront le forage de puits à des profondeurs limitées et moyennes dans l'espoir de découvrir des hydrocarbures dans les carbonates dévoniens.

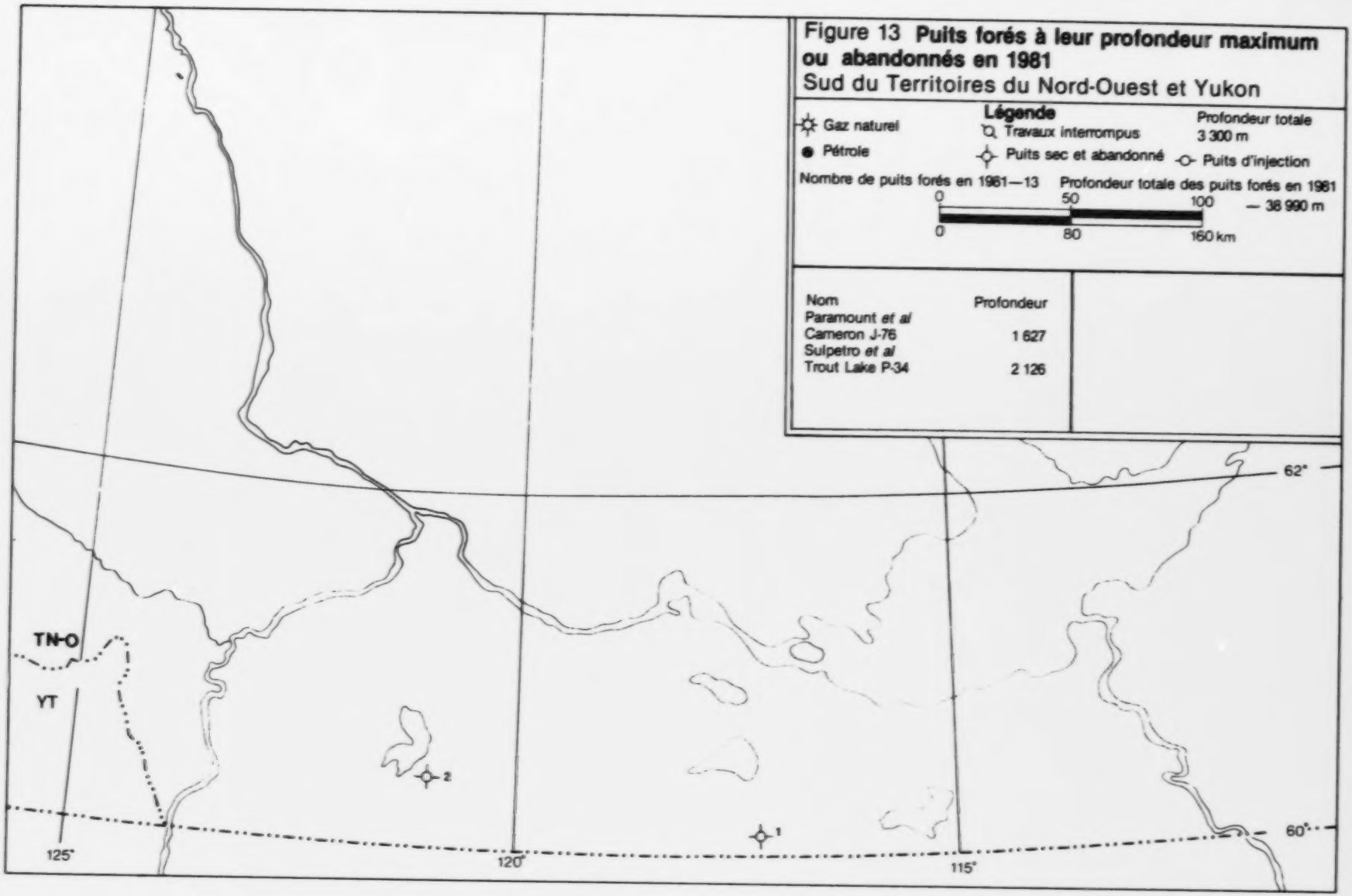


Figure 13 Puits forés à leur profondeur maximum ou abandonnés en 1981
Sud du Territoires du Nord-Ouest et Yukon
Légende
Gaz naturel
Pétrole
Travaux interrompus
Puits sec et abandonné
Puits d'injection
Profondeur totale
3 300 m
Nombre de puits forés en 1981—13
Profondeur totale des puits forés en 1981
— 38 990 m
0
50
100
0
80
160 km
Nom
Profondeur
Paramount et al
Cameron J-76
1 627
Sulpetro et al
Trout Lake P-34
2 126
TN-O
YT
62°
60°
125°
120°
115°
1
2

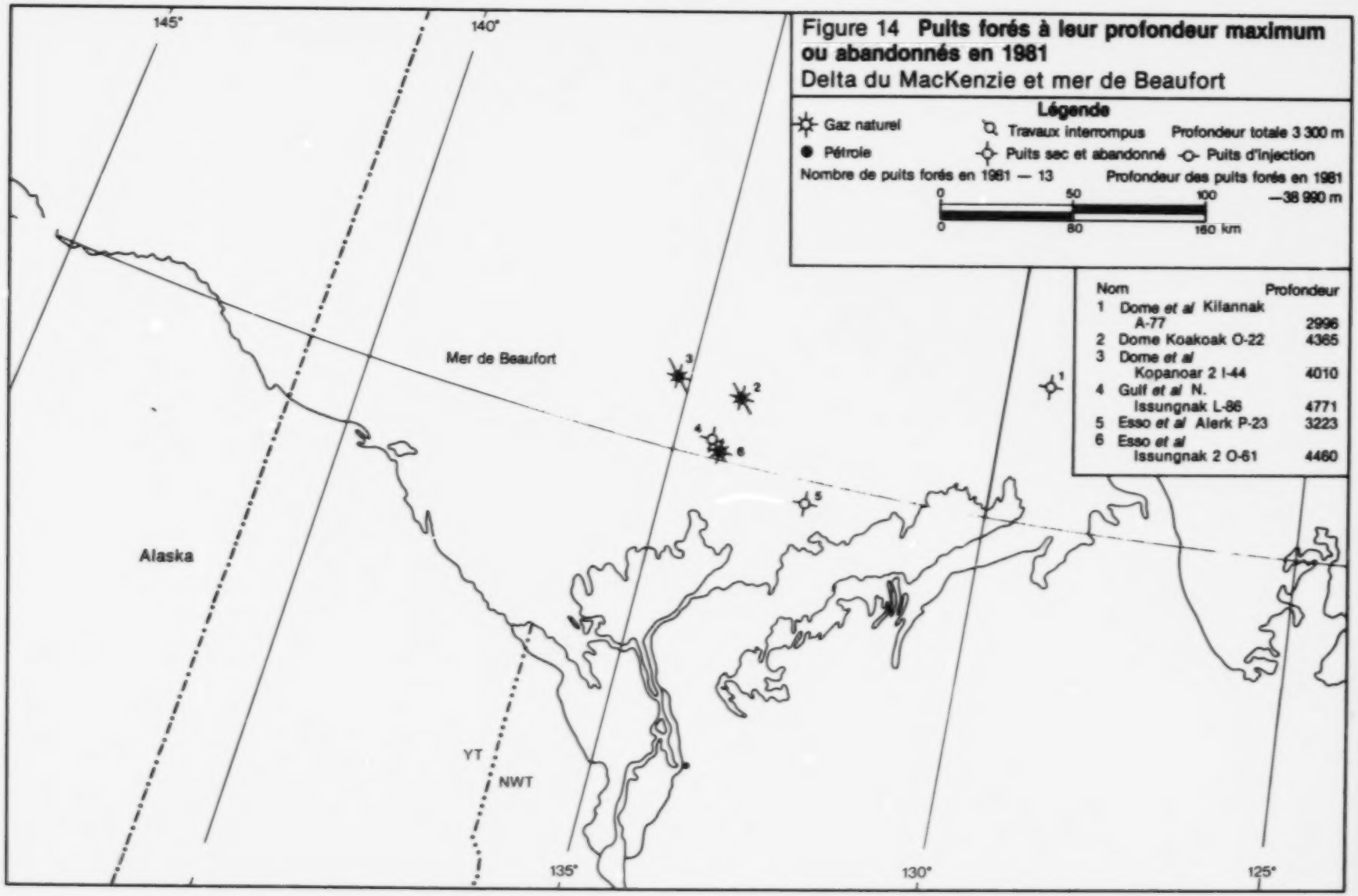


Figure 14 **Puits forés à leur profondeur maximum ou abandonnés en 1981**
Delta du MacKenzie et mer de Beaufort

Légende

Gaz naturel
Pétrole
Travaux interrompus
Puits sec et abandonné
Puits d'injection
Profondeur totale 3 300 m
Nombre de puits forés en 1981 — 13
Profondeur des puits forés en 1981 —38 990 m

0 50 100
0 80 160 km

	Nom	Profondeur
1	Dome *et al* Kilannak A-77	2996
2	Dome Koakoak O-22	4365
3	Dome *et al* Kopanoar 2 I-44	4010
4	Gulf *et al* N. Issungnak L-86	4771
5	Esso *et al* Alerk P-23	3223
6	Esso *et al* Issungnak 2 O-61	4460

Figure 15

Puits forés à leur profondeur maximum ou abandonnés en 1981 Îles arctiques

Légende

Gaz naturel

Pétrole

Travaux interrompus

Puits sec et abandonné

Profondeur totale 3 300 m

Puits d'injection

0 50 100

0 80 160 km

Profondeur

Nombre de puits forés en 1981 — 13

Profondeur des puits forés en 1961 — 38 990 m

Nom	Profondeur
1 Panarctic *et al* Cisco B-66	2412
2 Panarctic *et al* Maclean I-72	2475
3 Panarctic *et al* Skate G-80	1655
4 Panarctic *et al* N. Hoodoo N-52	1650
5 Panarctic *et al* W. Bent Horn G-02	3220

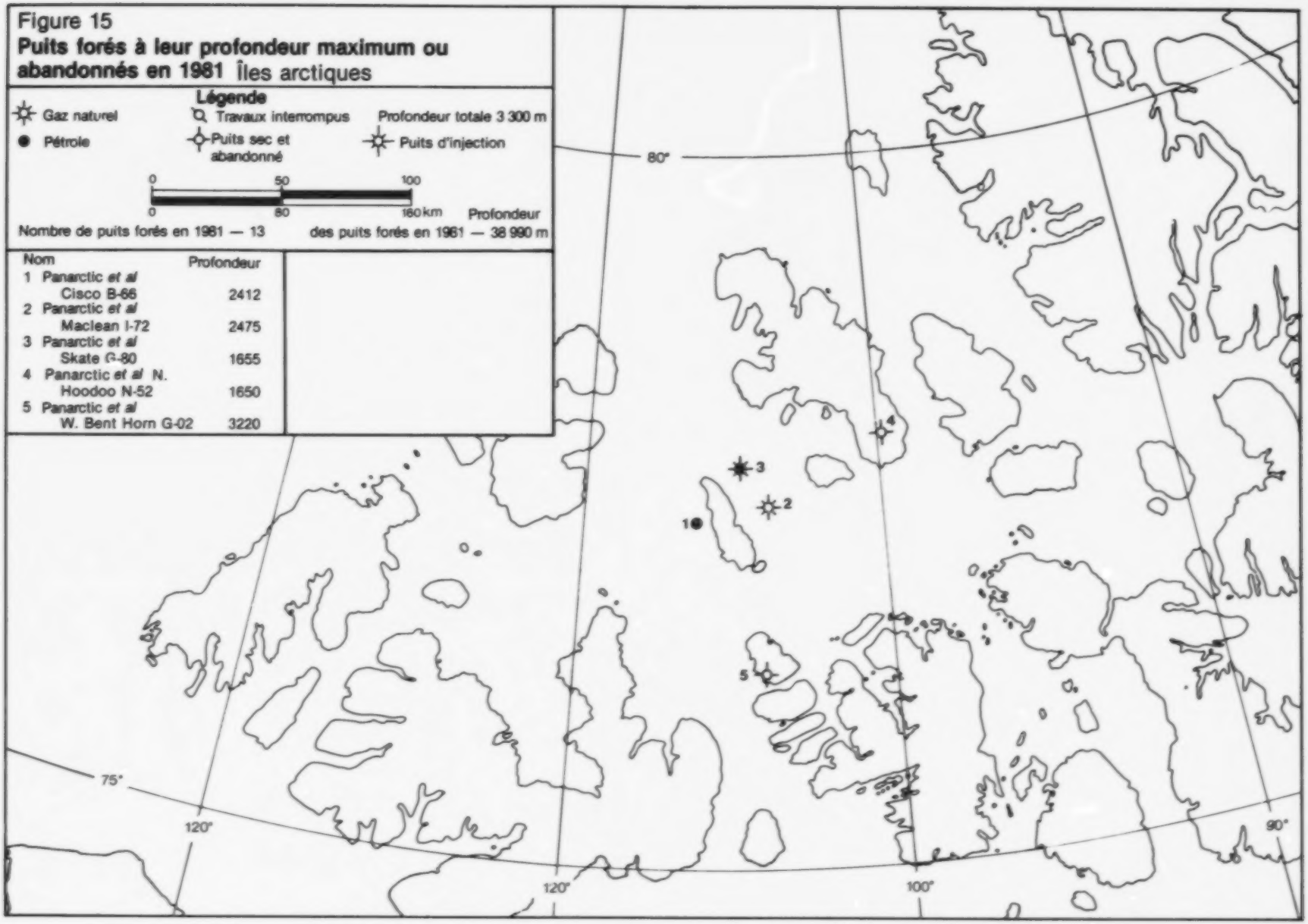


Figure 16
Puits forés
Yukon et Territoires du Nord-Ouest

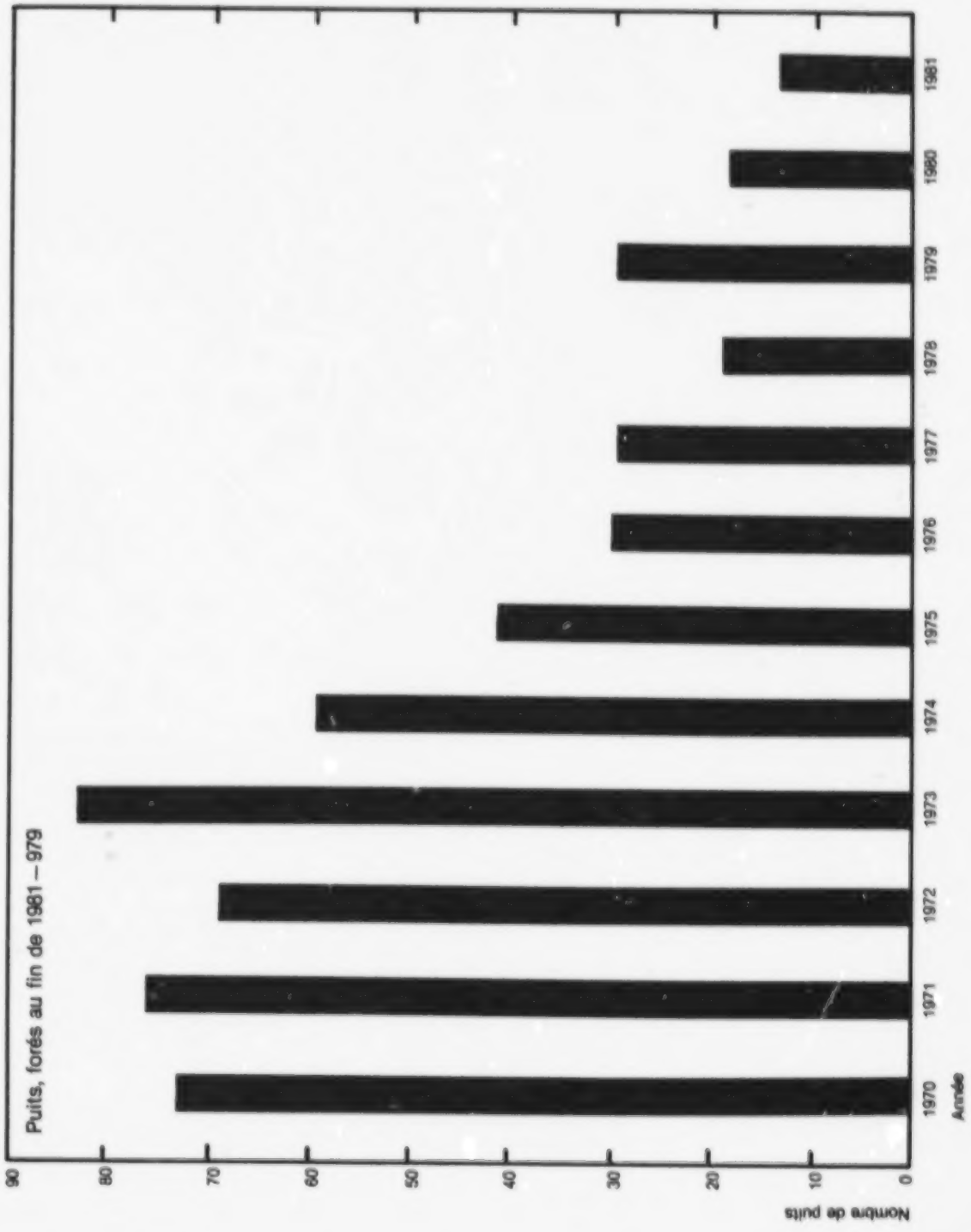
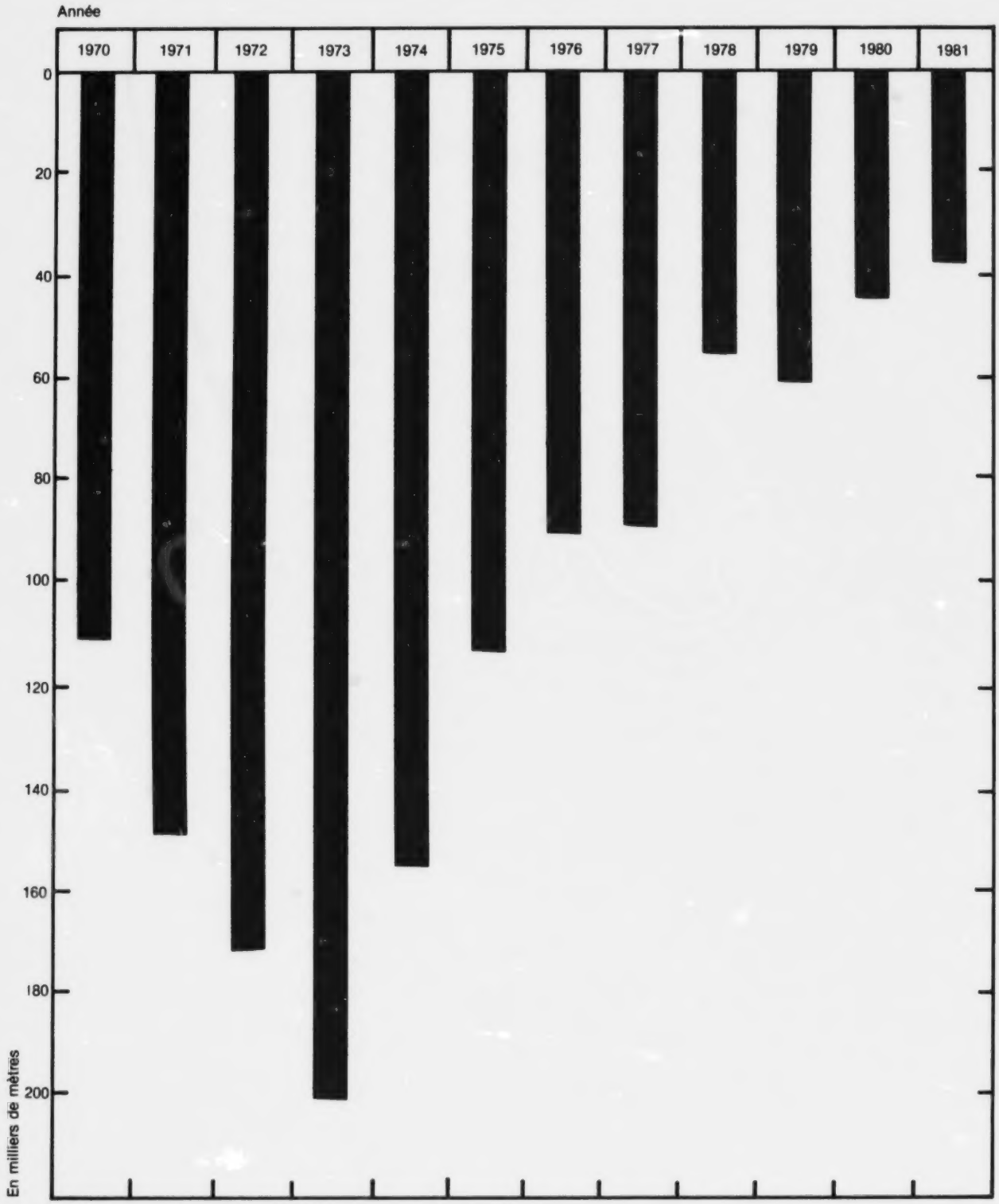


Figure 17
Profondeur des puits
Yukon et Territoires du Nord-Ouest



Dépenses nettes de l'industrie en 1981

Les tableaux 9 et 10 et la figure 18 indiquent les dépenses totales de l'industrie selon les données recueillies par le ministère des Affaires indiennes et du Nord, Statistique Canada et la Canadian Petroleum Association. Les dépenses brutes pour les travaux effectués au nord du 60e parallèle ont augmenté d'environ 229 millions de dollars par rapport à celles de 1980, atteignant 847 millions de dollars. Les dépenses d'exploration et de développement ont atteint 698 millions de dollars, ce qui représente une augmentation de 57 p. cent; celles relatives aux études géologiques et géophysiques ont augmenté de 37 p. cent se chiffrant à 57 millions de dollars. Pour 1981, les dépenses relatives aux terres gérées par Énergie, Mines et Ressources se sont élevées à 476 millions de dollars, ce qui représente une augmentation de 96 millions par rapport à l'année précédente.

Tableau 9
Dépenses nettes en 1980 (données définitives)
(en milliers de dollars)

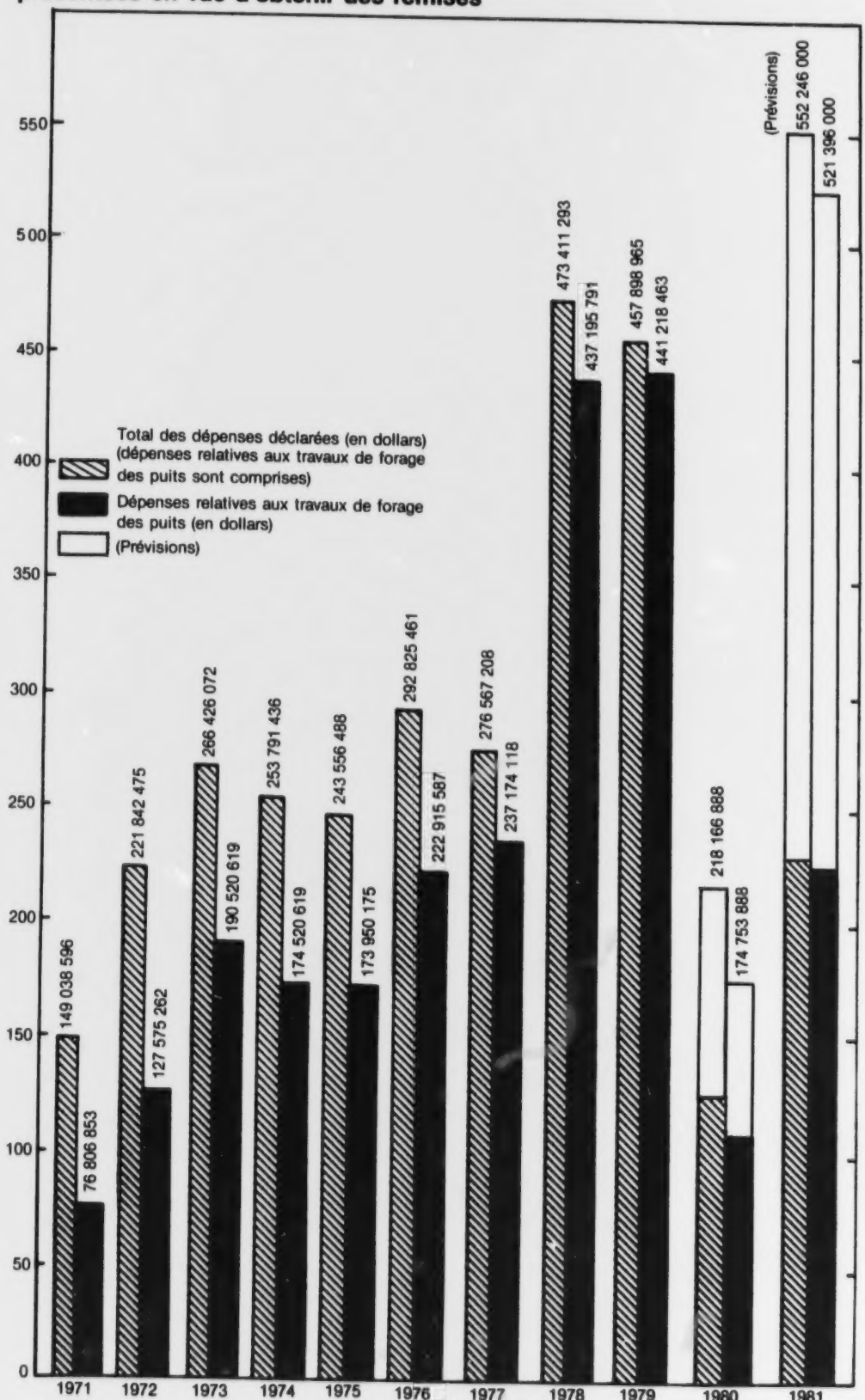
	Au large des côtes				
	Côte est	Baie d'Hudson	Côte ouest	Yukon, T.N.-O. et Îles Arctiques	Canada
Études géologiques et géophysiques					
(a) Équipes de travaux sismiques	34 228	—	144	26 713	390 990
(b) Autres	23 446	—	—	14 812	323 895
Acquisition et conservation de terres et de concessions					
(a) Droits de permis et frais d'acquisition	405	—	0	51	1 329 087
(b) Coûts de conservation des terres non productives	1 845	—	—	6 186	132 821
(c) Loyers des concessions et surfaces exploitées	601	—	—	687	37 009
Forage d'exploration	292 686	—	—	407 272	2 705 974
Forage de développement	—	—	—	37 573	1 308 841
Autres dépenses d'immobilisations					
(a) Matériel pour puits et concessions	453	—	—	54 584	811 663
(b) Pipelines et installations auxiliaires	—	—	—	23	76 135
(c) Projets de récupération secondaire et de recompression	—	—	—	11 879	177 477
(d) Usines de traitement du gaz naturel	—	—	—	442	311 559
(e) Autres	25 864	—	—	28 787	297 767
Exploitation des gisements, des puits et des pipelines	—	—	—	17 841	1 207 497
Exploitation des usines de traitement du gaz naturel	—	—	—	1 140	405 266
Autres dépenses d'exploitation					
(a) Taxes (à l'exclusion des impôts sur le revenu)	194	—	—	73	179 247
(b) Redevances	—	—	—	5 045	4 380 161
(c) Intérêts	39	—	—	555	451 266
(d) Autres	629	—	—	4 865	247 576
Dépenses totales	380 390	—	144	618 528	14 774 231

Tableau 10
Dépenses nettes en 1981 (données provisoires)
(en milliers de dollars)

	Au large des côtes				
	Côte est	Baie d'Hudson	Côte ouest	Yukon, T.N.-O. et Îles Arctiques	Canada
Exploration					
(a) Acquistion et location — droits pétroliers et gaziers	3 036	—	—	7 491	872 405
(b) Études géologiques et géophysiques	74 119	—	200	56 766	586 291
(c) Forages d'exploration	388 263	—	—	682 461	2 871 395
Forage de développement	—	—	—	16 347	1 247 997
Production					
(a) Usines de traitement du gaz naturel	—	—	—	88	347 029
(b) Matériel et équipement	6 719	—	—	16 782	245 510
(c) Bureaux	—	—	—	600	85 594
(d) Terrains	—	—	—	—	15 912
(e) **Autres biens de production**					
1) Matériel pour puits et concessions	3 331	—	—	35 318	639 036
2) Pipelines et installations auxiliaires	—	—	—	—	76 499
3) Projets de récupération secondaire	—	—	—	1 600	155 125
Redevances	—	—	—	4 470	4 905 679
Exploitation des usines de traitement du gaz naturel	—	—	—	1 300	466 120
Exploitation des gisements, des puits et des réseaux de collecte	—	—	—	13 678	1 504 671
Taxes (à l'exclusion des impôts sur le revenu)	116	—	—	229	210 388
Autres frais d'exploitation	—	—	—	10 303	46 901
Dépenses totales	475 584	—	200	847 433	14 256 552

Figure 18

Dépenses d'exploration pétrolière et gazière présentées en vue d'obtenir des remises



Production et raffinage

Champ pétrolifère de Norman Wells
Situé dans l'ouest des Territoires du Nord-Ouest, ce champ comptait 55 puits productifs en 1981, dont 36 fournissaient une production régulière. La production brute de pétrole atteignait en moyenne 474,6 m^3 par jour (soit une augmentation de 61,8 m^3 par jour par rapport à 1980) et la production brute de gaz naturel, 127,6 10^3m^3 par jour (soit une augmentation de 102,1 10^3m^3 par jour), ce qui donne un total annuel de 173,4 10^3m^3 de pétrole et de 46,6 10^6m^3 de gaz naturel.

La seule raffinerie au nord du 60e parallèle se trouve à Norman Wells; elle est exploitée par Esso Resources Ltd. Sa capacité de traitement est de 508 m^3 par jour civil. En 1981, la raffinerie a traité en moyenne 477 m^3 de pétrole brut local par jour. La production totale de la raffinerie pour 1981 a été de 99,8 10^3m^3.

Le champ de gaz naturel de Pointed Mountain
Situé dans les Territoires du Nord-Ouest, ce champ comprend 4 puits de gaz naturel (G-62, K-45, P-53 et A-55) qui ont donné une production brute moyenne de 0,96 10^6m^3 par jour de gaz naturel plus 40,5 m^3 d'eau par jour, ce qui représente une production totale annuelle de 350,9 10^6m^3 de gaz naturel et de 11 023,9 m^3 d'eau.

Champ de gaz naturel de Kotaneelee
Situé dans le Yukon, ce champ a été abandonné faute de débouchés commerciaux.

Puits Esso issungnak 2 0-61 foré à partir d'une île artificielle dans la mer de Beaufort.

Construction de pipelines et autres activités

Projet pilote pour le transport du gaz naturel liquéfié (GNL) de l'Arctique)
En janvier 1979, plusieurs compagnies ont soumis un projet à l'Office national de l'énergie qui porte sur le transport d'une quantité moyenne de 7,065 $10^6 m^3$ de gaz naturel liquéfié par jour de l'île Melville à un port de la côte est, par pipeline et méthanier. Les principales coordonnées sont fournies ci-après.

Généralités
Participants: Pétro-Canada 37,5 p. cent; Nova 25,0 p. cent; Dome Petroleum Ltd 20,0 p. cent et Melville Shipping Ltd. 17,5 p. cent. En 1975, les associés de Melville Shipping étaient les sociétés Federal Commerce and Navigation Ltd., Upper Lakes Shipping Ltd., et Canada Steamship Lines Ltd.
Coût du projet: 1,8 milliard de dollars (1980), sans compter le développement du gisement.
Date de soumission du dossier à l'Office national de l'énergie: 17 janvier 1979.
Durée de mise en route du programme: 5 ans. Coût à ce jour: 33 millions de dollars.
Durée de construction: quatre ans (10 000 années-personnes pour les navires et 13 000 années-personnes pour les autres activités).
Durée du programme: 20 ans

Développement du gisement de gaz naturel
Propriété: Panarctic Oils Ltd. (100 p. cent)
Emplacement du gisement: Drake Point, île Melville, T.N.-O.
Réserves: 156 $10^9 m^3$
Production nécessaire pour la rentabilité du programme: 60 $10^9 m^3$
Coût de développement du gisement: 164 millions de dollars (1980)
Nombre de puits: huit puits sur la terre ferme
Personnel: 21.

Pipeline
Propriété: Projet-pilote de l'Arctique
Longueur du gisement à Bridport Inlet—160 km
Diamètre: 560 mm
Coût de construction: 138 millions de dollars (1980)
Personnel: 6

Installations de transit du GNL
Propriété: Projet-pilote de l'Arctique
Emplacement: Bridport Inlet, côte sud de l'Île Melville, T.N.-O.
Coût de construction du terminal: 817 millions de dollars (1980)
Longueur du quai principal: 600 m
Capacité de stockage du terminal: 200 000 m^3, réservoirs sur pontons
Personnel: 40.

Transport par méthanier
Propriété: Projet-pilote de l'Arctique
Nombre de navires: deux
Classification: Brise-glace de classe arctique 7
Longueur: 395 m
Largeur: 50 m
Capacité des citernes de chaque navire: 140 000 m^3

Puissance: 112 MW, turbine à gaz ou à vapeur quatre fois plus puissante que celle d'un méthanier ordinaire de dimensions équivalentes
Propulsion: trois hélices à pas fixe
Durée du voyage: aller-retour en 33 hours en hiver
aller-retour en 16 jours en été
(19 voyages par an)
Coût de construction des deux méthaniers: 625 millions de dollars (1980)
Personnel: quatre équipages de 42 hommes.

Terminal de réception
Propriété: Transcanada Pipeline (100 p. cent)
Emplacements possibles: Détroit de Canso, en Nouvelle-Écosse
Fleuve St-Laurent au Québec
Coût de construction: 199 millions de dollars (1980)
Capacité de stockage du terminal: deux réservoirs d'une capacité totale de 200 000 m^3
Personnel: 43

Le GNL serait gazéifié dans une usine construite au terminal choisi et distribué dans l'est du Canada par un gazoduc qui appartiendrait à TransQuébec et Maritime Pipeline Inc. Cette solution permettrait à l'Alberta d'accroître ses exportations de GNL vers les États-Unis.

La réalisation de ce projet-pilote, y compris la mise en place de l'infrastructure maritime, permettrait de juger de la rentabilité technique et économique de l'exploitation du gaz naturel des îles arctiques.

Les audiences publiques de l'Office national de l'énergie devraient commencer au début de 1982.

Pipeline de Norman Wells
L'accroissement prévu de la demande justifie l'utilisation de méthodes de récupération par injection d'eau dans les puits de Norman Wells. La production quotidienne qui est actuellement de 477 m^3 (3 000 barils) pourrait passer à 3 975 m^3 (25 000 barils). Le projet de récupération secondaire a été préparé en 1979 et soumis aux organismes de réglementation en 1980.

En 1981, la société Interprovincial Pipeline a obtenu l'autorisation de l'Office national de l'énergie de construire un pipeline de 300 mm de Norman Wells au nord de l'Alberta qui serait accordé à d'autres pipelines ahceminant le pétrole brut à Edmonton. La construction devrait commencer au cours de l'hiver 1983-1984 et le réseau de pipelines devrait entrer en service le 1er juillet 1985.

En 1981, les travaux de recherche ont diminué par rapport à l'année précédente. Dans la mer de Beaufort, les sociétés Esso Ressources et Dome Petroleum ont poursuivi leurs études sur la stabilité des glaces et des structurees. Dome a également fait des expériences en hiver dans la mer de Beaufort pour déterminer si la navigation serait possible pendant toute l'année.

Petro-Canada a terminé les études entreprises dans le détroit de Davis dans le cadre du programme E.E.M.E.A. Les données environnementales recueillies serviront aux sociétés qui feront des travaux de forage dans l'est de l'Arctique.

Études géophysiques
En 1981, la société Geophysical Services Incorporated a effectué des études sismiques dans la mer de Beaufort et à l'ouest de l'île Banks. Ces études couvrent un total de 3 000 km.

Programmes de recherche

AEPA et COOSRA
En 1981, les activités de l'AEPA ont été peu nombreuses. Cette association s'est surtout occupé de l'organisation de la Canadian Offshore Oil Spill Research Association, organisme de recherche sur les déversements d'hydrocarbures en mer qui comprend 16 membres dont les activités sont toutes concentrées au large des côtes nordiques du Canada. Les objectifs de l'association sont d'approfondir les connaissances actuelles sur les répercussions des déversements d'hydrocarbures et d'améliorer les méthodes de nettoyage afin de limiter le plus possible les dommages causés à l'environnement. L'AEPA a confié un bon nombre de ses travaux à la COOSRA.

En 1981, le budget de la COOSRA dépassait le million de dollars et devait être entièrement consacré à l'étude des techniques s'appliquant aux déversements d'hydrocarbures.

Figure 19
Pipelines du Nord

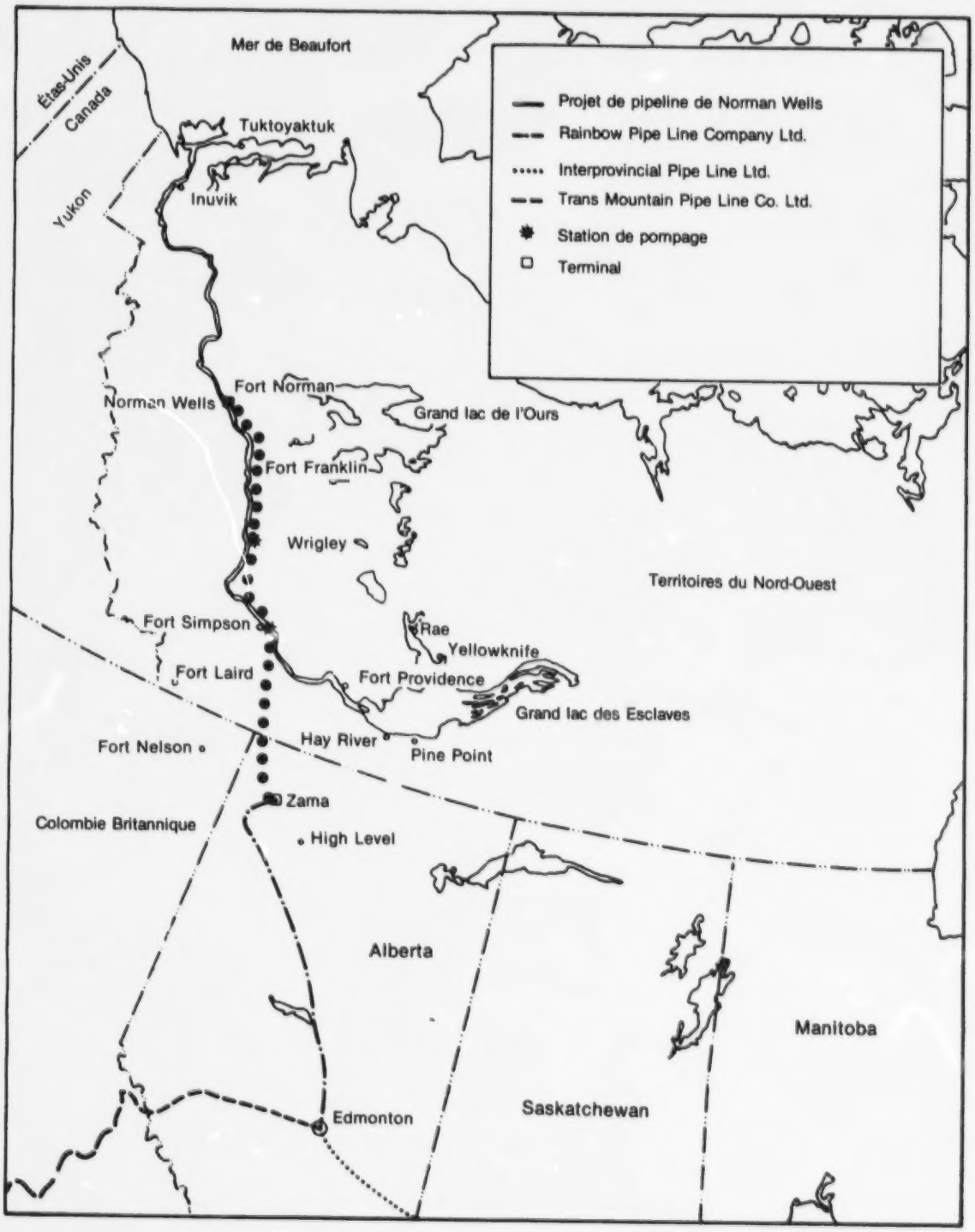
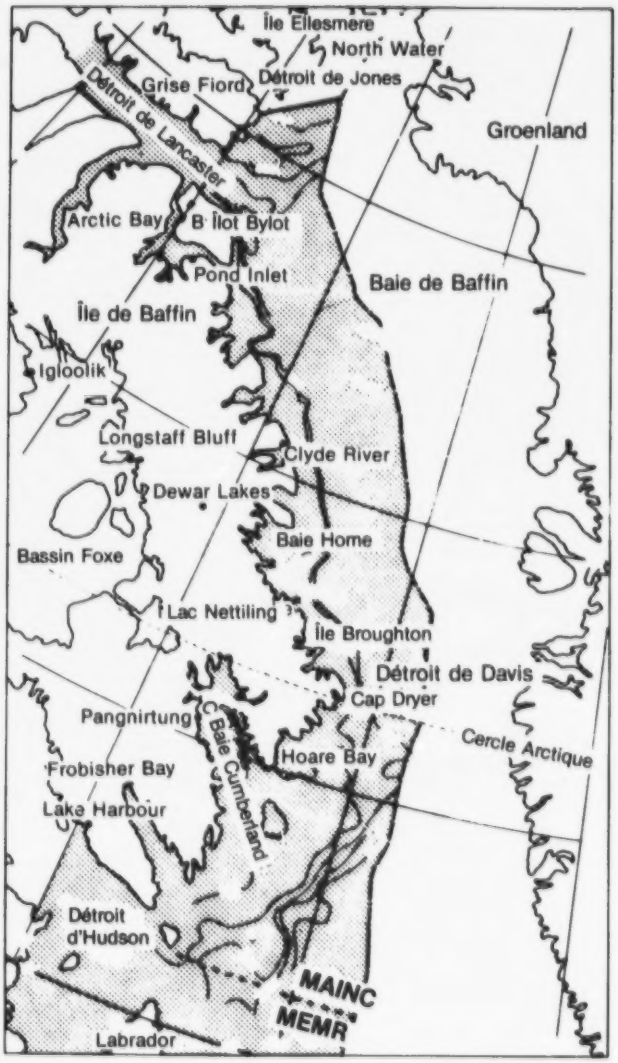


Figure 20

Étude de l'environement marin dans l'est de l'Arctique



Études de la région du détroit de Lancaster

La région du détroit de Lancaster située dans l'archipel arctique est l'objet d'études depuis plusieurs années. La commission chargée de l'évaluation environnementale, qui a étudié les répercussions des activités de forage dans cette région, a recommandé que le ministère des Affaires indiennes et du Nord entreprenne une étude comparative des possibilités d'utilisation des ressources dans cette région. La MAINC s'est mis à la tâche avec quatre autres ministères fédéraux et l'administration des Territoires du Nord-Ouest. La vaste étude entreprise porte sur l'ensemble des questions dont il faut tenir compte pour la mise en valeur de cette région, notamment les intérêts nationaux en matière d'exploration, l'extraction et le transport des hydrocarbures et des ressources minérales dans le détroit, les ressources biologiques, les activités traditionnelles des autochtones et leur mode de vie futur.

En 1980, le groupe d'étude de la région du détroit de Lancaster a publié les premiers résultats des ses recherches dans l'ébauche de Livre vert afin d'amener le public à participer aux débats sur l'utilisation future de cette région. Le Livre vert définitif, qui devrait être publié sous peu, présentera les perspectives d'utilisation des ressources de la région qui se seront dégagées des audiences publiques. Il proposera un cadre de gestion pour l'utilisation des terres de la région.

Planification de l'utilisation des terres
En juillet 1981, le cabinet a approuvé le plan-cadre de planification de l'utilisation des terres nordiques. On prévoit créer un comité interministériel sur la planification de l'utilisation des terres, présidé par le sous-ministre adjoint du Programme des affaires du Nord, et des commissions chargées de la planification de l'utilisation des terres dans certains secteurs de la région du détroit de Lancaster.

En juillet 1980, le MAINC a commencé à consulter divers ministères fédéraux, les administrations territoriales, les associations autochtones et autres groupes intéressés au sujet de la mise en oeuvre des programmes. En mars 1983, le MAINC devrait publier un rapport provisoire sur la planification de l'utilisation des terres dans la mer de Beaufort.

Dans les secteurs renfermant des ressources d'hydrocarbures explitables, les décisions concernant l'utilisation des terres pourront se baser sur le plan-cadre. Ainsi, elles tiendront compte des diverses possibilités d'utilisation des terres et du contexte environnemental et social particulier à ces régions. Le plan-cadre devra aussi prendre en considération les résultats des négociations des autochtones concernant leurs revendications territoriales qui préciseront les droits des habitants des régions nordiques. Le processus de planification régionale est suffisamment souple pour s'adapter aux situations nouvelles.

Exposés des incidences sur l'environnement dans la région de la mer de Beaufort
En juillet 1980, le ministre des Affaires indiennes et du Nord a transmis tous les projets de mise en valeur de cette région au ministre de l'Environnement afin que ces dossiers soient étudiés dans le cadre du processus d'évaluation et d'examen en matière d'environnement. Les trois sociétés responsables des projets soumis, Dome, Esso et Gulf, ont commencé à préparer leur exposé des incidences sur l'environnement, sous la direction de Dome Petroleum.

Cet exposé comprendra sept volumes. Chaque volume fournira des renseignements précis sur la mise en valeur et l'exploitation des ressources, la protection de l'environnement et les questions socio-économiques.

Ces sept volumes devraient être terminés d'ici l'automne 1982 et les audiences publiques pourraient débuter dès janvier 1983.

Annexe I

Sources de renseignements

Publications

Cartes

La direction générale des Ressources non renouvelable du Nord du ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien (MAINC) et la direction de l'Évaluation des ressources de l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada publient de nombreuses cartes ayant trait aux activités liées aux ressources du Nord.

Rapports

On peut se procurer les rapports ci-dessus aux services d'imprimerie et d'édition d'Approvisionnement et services Canada ou à la direction de l'Évaluation des ressources de l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada à Calgary. Le paiement doit accompagner la commande.

Répertoire des puits 1921-1979	35,00 $
1980 Supplément	2,50 $
Oil and Gas Statistical Report No. 3 (1921-1981)	Sous presse

Rapports techniques concernant la prospection pétrolière et gazière, 1920-1980 — (On peut consulter les rapports d'études géologiques ou géophysiques qui ne sont plus confidentiels aux bureaux de l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada à Calgary.)

Autres sources de renseignements

On peut obtenir des renseignements sur les activités liées aux ressources du Nord en s'adressant au directeur des Ressources non renouvelables du Nord, MAINC, Ottawa (Ontario). Les carottes et les échantillons provenant de puits forés dans les terres du gouvernement canadien situées au Nord du 60e parallèle sont conservés à l'Institut de géologie sédimentaire et pétrolière, 3303, 33e rue nord-ouest, Calgary (Alberta), à l'exception de ceux prélevés dans la région de la baie de Baffin et le détroit de Davis, lesquels se trouvent au Centre géoscientifique de l'Atlantique, C.P. 1006, Darmouth (Nouvelle-Écosse). On peut y examiner les carottes et les échantillons qui ont perdu leur caractère confidentiel conformément au *Règlement sur le pétrole et le gaz des terres du Canada* et au *Règlement sur le forage et l'exploitation des puits de pétrole et de gaz au Canada*. En outre, le gestionnaire régional de l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada du MAINC à Yellowknife conserve un jeu d'échantillons à la cartothèque de cette ville.

Il est possible de se procurer la liste des puits en s'adressant au directeur général de l'Évaluation des ressources de l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada. On peut obtenir des publications techniques et spécialisées sur le Nord du Canada auprès des organismes gouvernementaux suivants:

Ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien

1) Bibliothèque du ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien, 10, rue Wellington, Hull (Québec)
2) Direction de l'Évaluation des ressources, Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada, Calgary (Alberta)

Ministère de l'Énergie, Mines et Ressources

1. Commission géologique du Canada, Ottawa (Ontario)
   a. Institut de géologie sédimentaire et pétrolière, Calgary (Alberta)
   b. Centre géoscientifique de l'Atlantique, Institut océanographique Bedford, Darmouth (Nouvelle-Écosse)
   c. Division géologique de la Cordillère, Vancouver (Colombie-Britannique)
   d. Centre géoscientifique du Pacifique, Institut océanographique de Patricia Bay, Sidney (Colombie-Britannique).
2. Direction de la physique du globe, Ottawa (Ontario).

Ministère de la Défense nationale
Recherche et développement, Services d'information scientifique, Ottawa (Ontario).

Transport Canada
1) Garde côtière canadienne, Ottawa (Ontario)
Directions: — Aides et voies navigables
— Systèmes de la flotte
— Sécurité des navires
— Urgences — Garde côtière
— Télécommunications et électronique, Edmonton (Alberta) et Ottawa (Ontario)
2) Aviation civile, Winnipeg (Manitoba)

Arctic Institute of North America
Calgary (Alberta)

Conseil national des recherches du Canada
Ottawa (Ontario)

Bibliothèques publiques
On peut consulter dans certaines bibliothèques publiques les borchures suivantes publiées par le ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien:

i. Guide to Northern Non-Renewable Resources
ii. Communication and Transportation Facilities Queen Elizabeth Group — Arctic Islands
iii. Resources Management Division — Responsibilities and Administration
iv. Oil and Gas Canada Lands — Volume 2
v. Oil and Gas Canada Lands — Edition No. 3
vi. Oil and Gas in the Yukon and Northwest Territories — Edition No. 4 — 1967
vii. Activités pétrolières et gazières au nord du 60e parallèle (rapports annuels de 1968 à 1980)
viii. Prospectus au nord du 60e parallèle
ix. Procedures, Licensing, Legislation & All That

Renseignements et formalités ayant trait aux travaux d'exploration au Canada
Avant de commencer toute activité d'exploration, il convient de consulter certains organismes fédéraux qui coordonnent les travaux d'exploration au Canada. C'est l'exploitant ou le titulaire du permis, et non pas l'entrepreneur, qui doit faire parvenir par écrit, directement à ces organismes, un préavis concernant les travaux prévus.

Le directeur régional du Programme des affaires du Nord du MAINC à Yellowknife (Territoires du Nord-Ouest) et l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada doivent Être tenus au courant de toute activité de forage au large des côtes. Le Directeur prévient ensuite tous les ministères et organismes qui, selon le principe du "besoin de savoir", doivent Être mis au courant des activités liées aux études géophysiques sous-marines. Les exploitants doivent également informer le Conseil national de recherches du Canada de tous les travaux prévus dans la région de la baie d'Hudson pendant la saison estivale.

Dans certains cas, il peut s'avérer nécessaire de communiquer également avec d'autres organismes. On trouvera ci-après une liste de ces organismes ainsi que les noms des personnes-ressources. Par exemple, étant donné que les exploitants sont responsables des bris de câbles sous-marins, il leur est recommandé d'obtenir du Service hydrographique du Canada des renseignements concernant l'emplacement des câbles sous-marins posés dans la région où les travaux seront effectués. De même, si des navires ou du matériel doivent être importés de l'étranger, la société importatrice doit consulter Revenu Canada, Douanes et Accise.

On trouera dans la brochure intitulée *Procedures, Licensing, Legislation & All That* certaines des méthodes et des exigences relatives à l'exploitation des richesses naturelles du Nord. On peut obtenir des exemplaires de cette brochure en s'adressant aux directeurs régionaux des bureaux de Yellowknife ou de Whitehorse.

Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada
L'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada gère les réserves de pétrole et de gaz naturel du Yukon, des Territoires du Nord-Ouest, des îles arctiques ainsi que les gisements situés au large de ces îles, au large des côtes est et ouest du Canada et dans la région de la baie et du détroit d'Hudson.

Toute demande peut être adressée à:
M. Taschereau,
Administrateur,
Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada,
355 River Road, Tour B
VANIER (Ontario)
K1L 6S4

On peut rejoindre le personnel de l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada aux numéros suivants:
Téléphone: (613) 993-3760
Télex: 053-4366
Télécopieur: (613) 993-9897

Au moyen de l'émission d'accords d'exploration et de concessions et de permis d'exploitation, la Direction générale de la Gestion foncière donne accès à des droits d'exploitation du pétrole et du gaz naturel des terres du gouvernement canadien et s'assure que les détenteurs de ces accords, concessions ou permis, qui sont accordés pour une période déterminée, satisfont aux conditions établies.

Les demandes de renseignements sur la gestion et l'attribution des droits pétroliers et gaziers doivent être adressées à:
M. R.L. Harrison,
Directeur général,
Direction générale de la Gestion foncière.

La direction de l'Évaluation des ressources examine les données géologiques et géophysiques transmises par les exploitants et évalue les réserves potentielles de pétrole des terres du gouvernement canadien situées dans les Territoires du Nord-Ouest et au large des côtes. Elle gère également les droits miniers du gouvernement fédéral de gisements situés sur les terres des provinces. En outre, la Direction est chargée du traitement et de la conservation des matières pétrographiques et paléontologiques provenant des puits et de la création et de la tenue à jour d'une banque de données géologiques et géophysiques.

Pour obtenir des renseignements concernant les procédés et les formalités régissant la transmission et l'examen des données géophysiques et géologiques, y compris des matières provenant des puits, ainsi que les sources de renseignements géologiques et autres renseignements connexes et le caractère confidentiel de ces renseignements, il y a lieu de s'adresser à:
M. D. F. Sherwin,
Directeur général,
Direction de l'Évaluation des ressources.

La Direction générale du Génie et du Contrôle doit veiller à ce que toutes les activités liées à l'exploration, au forage des puits, à l'exploitation et à la conservation du pétrole et du gaz naturel soient exercées conformément aux règlements. A cette fin, elle doit évaluer les dangers que peuvent comporter les activités d'exploitation, l'équipement et les installations et analyser la nature et le potentiel économique des gisements. Les exploitants doivent satisfaire aux exigences de la Direction concernant la sécurité du personnel, la protection de l'environnement, la prévention de la pollution et des déversements et la conservation des ressources.

Afin d'obtenir des conseils au sujet d'activités d'exploitation, notamment du forage, de l'essai, de l'achèvement ou du colmatage des puits, des structures au large des côtes, des études géophysiques, des rapports à établir, des plans d'urgence de lutte contre la pollution, des recherches sur l'environnement et des études de faisabilité au large des côtes et pour se renseigner au sujet de la consultation des rapports qui ne sont plus confidentiels, il convient de s'adresser à:
M. L.V. Brandon,
Directeur général,
Direction générale du Génie et du Contrôle.

A Yellowknife (Territoires du Nord-Ouest), on peut obtenir des renseignements et des conseils sur les activités d'exploitation dans le Nord (le Yukon, les Territoires du Nord-Ouest, les îles arctiques et les secteurs d'exploitation situés au large de ces côtes) en s'adressant à:
M.D. Thomas
Gestionnaire régional,
Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada,
B.P. 1500,
YELLOWKNIFE (T.N.-O.)
X1A 2R3
Tél.: (403) 920-8178

On obtiendra des renseignements et des conseils sur les activités d'exploitation dans la région des Maritimes et on pourra examiner des matières qui proviennent des puits, ainsi que des rapports d'exploration et d'évaluation portant sur toute la côte est, au bureau régional de la Direction pour les Maritimes à Darmouth à l'adresse suivante:
M.T.W. Dexter,
Gestionnaire de l'exploitation au large des côtes — Maritimes,
Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada,
Énergie, Mines et Ressources,
Institut océanographique Bedford,
B.P. 1006,
DARMOUTH (Nouvelle-Écosse)
B2Y 4A2
Tél.: (902) 426-3179

Après la fermeture du bureau: (902) 477-5886

Le bureau régional de la Direction à Saint-Jean (Terre-Neuve) fournit des renseignements et des conseils sur les activités d'exploitation dans la région de Terre-Neuve.

M. A.F. Halcrow,
Gestionnaire régional — Région de Terre-Neuve,
Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada,
B.P. 127, Succursale "C",
SAINT-JEAN (Terre-Neuve),
A1C 5H5
Tél.: (709) 737-2125

La Division de la Protection de l'environnement évalue les répercussions environnementales et sociologiques de l'exploitation des ressources pétrolières au large des côtes des régions reculées situées au sud du 60e parallèle et elle doit s'assurer que les projets de développement ne présentent aucun danger pour l'environnement et qu'ils sont acceptables du point de vue socio-économique pour les collectivités des régions côtières.

La Division doit, entre autres, évaluer les conditions atmosphériques et l'état de la mer et des glaces dans les zones d'exploitation, analyser l'incidence des activités au large des côtes sur la faune et le flore marines et côtières, approuver les mesures d'urgence prévues en cas de déversement de pétrole soumises par les industries et promouvoir les programmes de recherche sur l'environnement comme, par exemple, le programme d'Études biologiques du large des côtes du Labrador.

Pour obtenir des renseignements supplémentaires, communiquer avec:
Le directeur général,
Division de la Protection de l'environnement,
Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada,
VANIER (Ontario)
K1L 6S4

Ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien
On doit se procurer un permis d'utilisation des terres avant d'entreprendre toute activité, y compris les travaux de forage. Conformément à la Loi sur les eaux intérieures du Nord et au règlement connexe, il faut obtenir un permis ou une autorisation pour effectuer des travaux en mer. Avant d'entreprendre des forages et des levés, notamment des levés sismiques marins nécessitant l'usage d'explosifs puissants, un préavis de 90 jours est requis au cas où la présence d'observateurs compétents s'imposerait. Un préavis de 45 jours doit être adressé au directeur régional si on ne prévoit pas faire usage d'explosifs puissants.

On peut obtenir des renseignements et des conseils au sujet du Règlement sur l'utilisation des terres et des autorisations et des permis d'utilisation des terres et des eaux aux adresses suivantes:

Pour les Territoires du Nord-Ouest,
M. P.H. Beaubier, Directeur,
Région des Territoires du Nord-Ouest,
Programme des Affaires du Nord,
Ministère des Affaires indiennes et du Nord Canada,
B.P. 1500,
YELLOWKNIFE (Territoires du Nord-Ouest)
X0E 1H0
Tél.: (403) 920-8111

pour le Yukon,
M.D. Watson, Directeur
Région du Yukon,
Programme des Affaires du Nord,
Ministère des Affaires indiennes et du Nord Canada,
200 Chemin Range,
WHITEHORSE (Yukon)
Y1A 3V1
Tél.: (403) 668-5151

Ministère de l'Energie, Mines et Ressources

Direction des levés et de la cartographie
La Direction se réserve le droit de réviser les renseignements sur les sytèmes, les méthodes et le matériel utilisés pour réaliser les travaux d'exploration et les levés. En outre, il convient d'effectuer les levés officiels conformément aux instructions de l'Arpenteur général.

Toute demande concernant les levés doit Être adressée à:
M. W.V. Blackie,
Arpenteur général et Directeur,
Division des levés officiels,
Direction des levés et de la cartographie,
Ministère de l'Énergie, Mines et Ressources,
OTTAWA (Ontario)
K1A 0E9
Tél.: (613) 995-4341

On peut obtenir des renseignements sur les canevas de base en s'adressant à:

M. F.W. Mosienko,
Division des levés géodésiques,
Direction des levés et de la cartographie,
Ministère de l'Énergie, Mines et Ressources,
OTTAWA (Ontario)
K1A 0E9
Tél.: (613) 995-4024

Lorsque l'on présente une demande de renseignements sur les données de canevas de base, il faut indiquer la latitude et la longitude du secteur donné et mentionner le fait que ces données seront utilisées dans le cadre de travaux d'exploration pétrolière et gazière. Il est possible de se procurer des photographies aériennes de toutes les parties du Canada aux adresses suivantes:
Photothèque nationale de l'air,
Direction des levés et de la cartographie,
Ministère de l'Énergie, Mines et Ressources,
615 rue Booth,
OTTAWA (Ontario)
K1A 0E9
A l'attention de: M. D. Rombough
Tél.: (613) 995-4552

Section des publications et des photographies aériennes,
Institut de géologie sédimentaire et pétrolière,
Ministère de l'Énergie, Mines et Ressources,
3303, 33e rue nord-ouest,
CALGARY (Alberta)
T2L 2A7
A l'attention de: Mme D. Cormier
Tél.: (403) 284-0110

On peut se procurer des cartes topographiques, des cartes aéronautiques et diverses autres cartes aux adresses suivantes:
Bureau des cartes du Canada,
Direction des levés et de la cartographie,
Ministère de l'Énergie, Mines et Ressources,
615 rue Booth,
OTTAWA (Ontario)
K1A 0E9
A l'attention de: M. P.K. Andrews
Tél.: (613) 998-9900

Ventes de cartes, Levés officiels,
Ministère de l'Énergie, Mines et Ressources,
Immeuble Bellanca,
YELLOWKNIFE (Territoires du Nord-Ouest)
X1A 2N5

Géologue régional,
Ministère des Affaires indiennes et du Nord Canada,
200 Chemin Range,
WHITEHORSE (Yukon)
Y1A 3V1

Renseignements sur les publications,
Commission géologique du Canada,
Ministère de l'Énergie, Mines et Ressources,
100 rue Pender ouest, 6e étage,
VANCOUVER (Colombie-Britannique)
V6B 1R3

Service de gestion des ressources des Maritimes,
Centre de renseignements,
Ministère de l'Énergie, Mines et Ressources,
B.P. 310,
16 rue Station,
AMHERST (Nouvelle-Écosse)
B4H 3Z5

Ministère de l'Énergie, Mines et Ressources,
Bureau régional de vente de cartes,
1535 Chemin Sainte-Foy,
QUEBEC (Québec)
G1S 2P1

Commission géologique du Canada
La Commission géologique du Canada effectue des études géologiques et géophysiques systématiques des bassins sédimentaires du Canada, y compris de certaines régions situées au large des côtes est et ouest, de la baie d'Hudson et des îles arctiques.

Les demandes de renseignements concernant les activités de la Commission géologique du Canada doivent être adressées à:
M. A.M. Kelly,
Chef du Bureau de la planification,
Commission géologique du Canada,
Ministère de l'Énergie, Mines et Ressources,
601 rue Booth,
OTTAWA (Ontario)
K1A 0E8
Tél.: (613) 995-4182

Les demandes touchant les publications de la Commission seront adressées aux personnes suivantes:
M. J.L.L. Touchette,
Renseignements sur les publications,
Commission géologique du Canada,
Ministère de l'Énergie, Mines et Ressources,
601 rue Booth,
OTTAWA (Ontario)
K1A 0E8
Tél.: (613) 995-4342

M.W.W. Nassichuk,
Directeur,
Institut de géologie sédimentaire et pétrolière,
Commission géologique du Canada,
Ministère de l'Énergie, Mines et Ressources,
CALGARY (Alberta)
T2L 2A7
Tél.: (403) 284-0110

M. M.J. Keen,
Directeur,
Centre géoscientifique de l'Atlantique,
Commission géologique du Canada,
Ministère de l'Énergie, Mines et Ressources,
B.P. 1006,
DARMOUTH (Nouvelle-Écosse)
B2Y 4A2
Tél.: (902) 426-2367

M. R.B. Campbell
Directeur,
Division géologique de la cordillère,
Commission géologique du Canada,
Ministère de l'Énergie, Mines et Ressources,
100 rue Pender ouest, 8e étage,
VANCOUVER (Colombie-Britannique)
V6R 1R8
Tél.: (604) 666-1529

M. C.Y. Yorath
Chef de la Section de géologie marine,
Centre géoscientifique du Canada,
Ministère de l'Énergie, Mines et Ressources
B.P. 6000,
SIDNEY (Colombie-Britannique)
V8L 4B2
Tél.: (569) 656-8418

Étude du plateau continental
L'Étude du plateau continental est un programme permanent d'étude du plateau continental qui borde de littoral arctique du Canada et les parties adjacentes du bassin de l'océan Arctique, des îles de l'Arctique et des eaux avoisinantes, ainsi que d'autres régions qui présentent un intérêt particulier.

Il convient d'adresser les demandes de renseignements sur les études scientifiques et sur les levés effectués dans l'Arctique à la personne suivante:
M.G. Hobson,
Directeur,
Étude du plateau continental,
Ministère de l'Énergie, Mines et Ressources,
OTTAWA (Ontario)
K1A 0E4
Tél.: (613) 996-3388

Direction de la physique du globe
La Direction exploite un réseau des stations géophysiques dans l'Arctique et elle effectue des levés et des études géophysiques systématiques dans tout le Canada, y compris dans l'Arctique.

On peut obtenir des renseignements sur les études scientifiques et les levés réalisés par la Direction de la physique du globe et sur les publications de la Direction en s'adressant à:
M.K. Whitman,
Directeur général,
Direction de la physique du globe,
Ministère de l'Énergie, Mines et Ressources,
OTTAWA (Ontario)
K1A 0Y3
Tél.: (613) 995-5464

Pêches et Océans

Gestion des pêches
On peut obtenir des renseignements sur les poissons d'eau douce et de mer du Yukon en s'adressant à la personne suivante:
M. E. Johnson,
Directeur général,
Gestion des pêches,
Pêches et Océans,
1909 rue Pender ouest,
VANCOUVER (Colombie-Britannique)
V6E 2P1
Tél.: (604) 666-6097

Les demandes de renseignements sur les poissons d'eau douce des Territoires du Nord-Ouest, notamment l'omble chevalier, doivent être adressées à:
M. G.H. Lawler,
Directeur général,
Gestion des pêches,
Pêches et Océans,
Pêches en eau douce,
501 University Crescent,
WINNIPEG (Manitoba)
R3T 2N6
Tél.: (204) 269-7379

Les demandes de renseignements sur le poisson salé et les mammifères marins des Territoires du Nord-Ouest, y compris la baie d'Hudson, seront adressées à:
M. A. Mansfield,
Directeur,
Station de biologie arctique,
Pêches et Océans,
STE-ANNE DE BELLEVUE (Québec)
H9X 3L6
Tél.: (514) 457-3660

On peut obtenir des renseignements d'ordre général sur l'évaluation de la qualité de l'environnement et sur les travaux de recherche et les études portant sur les contaminants d'eau douce et salée de l'Arctique en s'adressant à:
M. J.C. MacLeod,
Directeur,
Direction de l'environnement aquatique,
Pêches et Océans,
240 rue Sparks,
OTTAWA (Ontario)
K1A 0E6
Tél.: (613) 995-1818

Sciences océaniques et aquatiques
Le Service hydrographique du Canada publie des cartes des eaux navigables du Canada.

Pour obtenir des renseignements d'ordre général concernant ces cartes, il convient de s'adresser à:
M. L.P. Murdoch,
Service hydrographique du Canada,
Pêches et Océans,
615 rue Booth,
OTTAWA (Ontario)
K1A 0E6
Tél.: (613) 995-4437

Pour obtenir des renseignements sur les cartes fournissent des données sur les limites des eaux territoriales et des zones de pêche du Canada, ainsi que des données connexes, il faut s'adresser au:
Service des eaux territoriales,
Service hydrographique du Canada,
Pêches et Océans,
615 rue Booth,
OTTAWA (Ontario)
K1A 0E6
Tél.: (613) 995-4450

On peut se renseigner sur l'emplacement des câbles commerciaux auprès de:
M. J. Bruce,
Service hydrographique du Canada,
Pêches et Océans,
615 rue Booth,
OTTAWA (Ontario)
K1A 0E6
Tél.: (613) 995-4651

On peut obtenir des renseignements au sujet des marées auprès de:
M. W.F. Forrester,
Marées, courants et niveaux de l'eau,
Service hydrographique du Canada,
Pêches et Océans,
615 rue Booth,
OTTAWA (Ontario)
K1A 0E6
Tél.: (613) 995-4511

Pour obtenir des renseignements concernant les levés hydrographiques et les paramètres de l'est de l'Arctique, il convient de s'adresser à:
M. T.B. Smith (intérimaire),
Hydrographe régional,
Service hydrographique du Canada,
Laboratoire océanographique de l'Atlantique,
Pêches et Océans,
Institut océanographique Bedford,
DARMOUTH (Nouvelle-Écosse)
B2Y 4A2
Tél.: (902) 426-3497

On peut obtenir des renseignements concernant les levés hydrographiques et les paramètres de l'ouest de l'Arctique auprès de:
M. M. Bolton,
Hydrographe régional,
Service hydrographique du Canada,
Pêches et Océans,
Institut des sciences océaniques,
SIDNEY (Colombie-Britannique)
V8L 4A8
Tél.: (604) 656-8347

Pour obtenir des renseignements sur l'océanographe phsyique et chimique de l'ouest de l'Arctique (mer de Beaufort et bassin Sverdrup), s'adresser à:
M. R.W. Stewart
Directeur général,
Sciences océaniques et aquatiques,
Pêches et Océans,
Institut des sciences océaniques
SIDNEY (Colombie-Britannique)
V8L 4B2
Tél.: (604) 656-8215

On peut obtenir des renseignements sur l'océanographie physique et chimique de l'est de l'Arctique (baie de Baffin et détroit de Davis) auprès de:
M. C.R. Mann,
Directeur général,
Sciences océaniques et aquatiques,
Pêches et Océans,
Institut océanographique Bedford,
DARMOUTH (Nouvelle-Écosse)
B2Y 4A2
Tél.: (902) 426-3492

Pour se renseigner sur l'océanographie physique et chimique du centre de l'Arctique (y compris la baie d'Hudson et la Baie James), il faut s'adresser à:
M. D.W. McCulloch,
Directeur,
Sciences océaniques et aquatiques,
Centre canadien des eaux intérieures,
Pêches et Océans,
B.P. 5050,
BURLINGTON (Ontario)
L7R 4A6
Tél.: (416) 637-4676

On peut obtenir des données sur l'océanographie physique et chimique, les marées, les conditions des vagues, etc., auprès de:
M. J.R. Wilson,
Directeur,
Services des données sur le milieu marin,
Sciences océaniques et aquatiques,
Pêches et Océans,
240 rue Sparks,
OTTAWA (Ontario)
K1A 0E6
Tél.: (613) 995-2007

Pour obtenir des renseignements généraux sur les études océanographiques dans l'Arctique, il convient de s'adresser à:
M. N.J. Campbell,
Directeur général,
Direction générale de l'information et des sciences de la mer,
Sciences océaniques et aquatiques,
Pêches et Océans,
240 rue Sparks
OTTAWA (Ontario)
K1A 0E6
Tél.: (613) 995-2039

Ministère de l'Environnement
Service de la protection de l'environnement
Le Directeur régional des Ressources du Ministère des Affaires indiennes et du Nord Canada doit rendre compte au ministère de l'Environnement de toutes les questions concernant l'environnement, notamment des activités de forage et de tous les travaux relatifs aux études sismiques, y compris des levés sismiques en mer qui nécessitent la présence d'observateurs compétents en raison de l'usage d'explosifs puissants. On peut obtenir des renseignements à ce sujet auprès de:
M. R.W. Slater,
Service de la protection de l'environnement,
Ministère de l'Environnement,
Place Vincent Massey, 15ième étage,
OTTAWA (Ontario)
K1A 0H3
Tél.: (819) 997-1575 — 997-1576

Pour s'informer au sujet des déversements de pétrole ou de matières nocives, y compris des programmes de prévention des sytèmes d'établissements des rapports, de la location du matériel utilisé lors des urgences et des cartes indiquant les secteurs qui sont particulièrement fragiles, de la planification des mesures d'urgence et de la formation et pour obtenir des renseignements sur les recherches portant sur les nouveaux produits et matériel de nettoyage, le comportement et le sort des marées noires et la détection et l'observation de ces nappes, il convient de s'adresser à:
M. J.D. Kingham,
Directeur,
Direction des interventions d'urgence,
Service de la protection de l'environnement,
Ministère de l'Environnement,
Place Vincent Massey, 15ième étage,
OTTAWA (Ontario)
K1A 1C8
Tél.: (819) 997-2037

Service de la gestion de l'environnement
On peut obtenir certains renseignements sur la faune, notamment les refuge d'oiseaux migrateurs et des réserves nationales de la faune, ainsi que la série des cartes de l'écologie de l'Arctique qui indiquent les secteurs de l'Arctique canadien qui sont particulièrement importants du point de vue de la faune et où l'intervention de l'homme pourrait avoir des effets négatifs et même entraîner la destruction de certaines espèces, en s'adressant à:
M. A. Loughrey,
Directeur général,
Service canadien de la faune,
Ministère de l'Environnement,
Place Vincent Massey, 17ième étage
OTTAWA (Ontario)
K1A 0H3
Tél.: (819) 997-1301

On peut obtenir des renseignements sur le débit, le niveau et la qualité de l'eau, l'hydrologie du pergélisol, les prévisions des crues, la planification des bassins hydrologiques, l'étude des sédiments, l'étude du régime des glaces, la demande et l'offre d'eau, ainsi que son utilisation, sa dérivation et sa conservation, les déversements de pétrole dans les eaux glacées et l'évaluation des répercussions des travaux sur l'environnement en s'adressant à:

M. N.H. James,
Directeur général,
Direction générale des eaux intérieures,
Service de la gestion de l'environnement,
Ministère de l'Environnement,
Place Vincent Massey, 6ième étage,
OTTAWA (Ontario)
K1A 0H3
Tél.: (819) 997-2055

Pour se renseigner au sujet des forêts et de la végétation du Nord, de leur stabilité et de leur croissance des cartes qui s'y rapportent, des terrains, des sols et des caractéristiques du paysage, il y a lieu de s'adresser à l'une des personnes suivantes:
M. R.J. Bourchier,
Directeur général,
Service canadien des forêts,
Ministère de l'Environnement,
Place Vincent Massey, 19ième étage
OTTAWA (Ontario)
K1A 0H3
Tél.: (819) 997-1454

M. R.M. Newnham,
Directeur,
Institut forestier national Petawawa,
Service canadien des forêts,
Ministère de l'Environnement,
CHALK RIVER (Ontario)
K0J 1J0
Tél.: (613) 589-2885

M. G.T. Silver,
Directeur,
Centre de recherche sur les forêts du Nord,
Service canadien des forêts,
Ministère de l'Environnement,
5320, 122ième rue,
EDMONTON (Alberta)
T6H 3S5
Tél.: (403) 435-7210

M. T.G. Honer,
Directeur intérimaire
Centre de recherche sur les forêts du Pacifique,
Service canadien des forêts,
Ministère de l'Environnement,
506 chemin Burnside ouest,
VICTORIA (Colombie-Britannique)
V8Z 1M5
Tél.: (604) 388-3811

On trouvera dans la série de cartes intitulée *Série de cartes d'information sur l'utilisation des terres (du Nord canadien)*, de nombreuses données sur les ressources renouvelables et sur les activités de l'homme qui s'y rattachent. Ces documents comprennent dorénavant le Yukon, la vallée du MacKenzie et la région du Grand lac des Esclaves. On peut se procurer cette série de cartes à l'adresse suivante:
Bureau des cartes du Canada,
615 rue Booth
Ministère de l'Énergie, Mines et Ressources,
OTTAWA (Ontario)
K1A 0E9
Tél.: (613) 998-9900

Pour obtenir des renseignements supplémentaires à ce sujet, s'adresser à:
Mme J. Moore,
Direction générale des terres,
Ministère de l'Environnement,
Place Vincent Massey, 20ième étage
OTTAWA (Ontario)
K1A 0H3
Tél.: (819) 997-2240

Service de l'environnement atmosphérique
On peut obtenir des renseignements et des conseils sur la météorologie et l'état des glaces de mer, sur la climatologie, ainsi que sur les prévisions, les instruments et les recherches météorologiques en s'adressant à:
M. A.E. Collin,
Sous-ministre adjoint,
Service de l'environnement atmosphérique,
Ministère de l'Environnement,
4905 rue Dufferin,
DOWNSVIEW (Ontario)
M3H 5T4
Tél.: (416) 667-4780

On peut également se renseigner auprès du météorologue de liaison à Ottawa. Ce poste est comblé à tour de rôle par différents météorologues.

Il y a lieu de s'adresser à:
F. Lemire
Météorologue de liaison,
Ministère de l'environnement,
Immeuble Fontaine, 13ième étage
OTTAWA (Ontario)
K1A 0H3
Tél.: (819) 997-1588

Bureau fédéral d'examen des évaluations environnementales (B.F.E.E.E.)
Le B.F.E.E.E. gère le Processus fédéral d'évaluation et d'examen en matière d'environnement (P.E.E.E.). Tous les projets, programmes et travaux mis en oeuvre dans le cadre du P.E.E.E. par des ministères et organismes fédéraux, parrainés par eux, ou mettant en cause des terres ou des fonds du gouvernement canadien, doivent être examinés en profondeur afin d'en déterminer les incidences sur l'environnement. Les activités qui pourraient nuire gravement à l'environnement doivent être portées à l'attention du Bureau par l'organisme fédéral qui parraine le projet afin qu'une étude soit menée officiellement par un comité d'évaluation de l'environnement. On obtiendra des renseignements supplémentaires auprès de:
M. F.G. Hurtubise,
Président,
Bureau fédéral d'examen des évaluations environnementales,
Immeuble Fontaine, 13ième étage,
OTTAWA (Ontario)
K1A 0H3
Tél.: (819) 997-3426 ou 997-1000

Ministère de la Défense nationale
Opérations
Le directeur régional des Ressources doit informer le ministère de la Défense de toute activité d'exploration prévue au large des côtes.

On doit rendre compte des travaux qui ont lieu dans toutes les régions au:
Quartier général de la Défense nationale,
101 Promenade du Colonel By,
OTTAWA (Ontario)
K1A 0H2
À l'attention du DOMPR adjoint, CODN

Les travaux devant se dérouler dans la baie de Baffin et les eaux de l'Arctique situées à l'est du 141e méridien ouest relèvent du bureau du:
Commandant du Commandement maritime,
Ministère de la Défense nationale,
Bureau de la Poste navale,
HALIFAX (Nouvelle-Écosse)
B3K 2X0
Télex: 019-21789

Les travaux qui doivent avoir lieu dans les eaux de l'Arctique à l'ouest du 141e méridien ouest relèvent du bureau du:
Commandement des forces maritimes du Pacifique,
Ministère de la Défense nationale,
Bureau de la Poste navale,
VICTORIA (Colombie-Britannique)
V0S 1B0
Télex: 049-7410

Les travaux effectués sur le continent au nord du 60e parallèle sont sous la responsabilité du bureau du:
Commandant de la région du Nord,
Édifice Evans,
B.P. 6666,
YELLOWKNIFE (Territoires du Nord-Ouest)
X1A 2R3

Recherche et sauvetage
Le ministère de la Défense nationale assure la coordination des opérations de recherche et de sauvetage (SAR) pour le Canada.

À cette fin, on a divisé le Canada en quatre zones SAR. Ce sont les suivantes:

SAR Edmonton
Cette zone comprend les trois provinces des Prairies, la totalité de la partie continentale des Territoires du Nord-Ouest et les îles arctiques, la moitié ouest de la baie d'Hudson et la partie de l'île de Baffin situé au nord du 70e parallèle nord.

Se renseigner au bureau suivant:
Centre de coordination de sauvetage,
Base des Forces canadiennes d'Edmonton,
Lancaster Park (Alberta),
T0A 2H0
Tél.: (403) 973-8402 ou 8403

SAR Victoria
Cette zone comprend la Colombie-Britannique, les eaux canadiennes situées au large de la côte ouest, le Yukon et la partie de la mer de Beaufort située au sud du 70° parallèle nord et à l'ouest du 135° méridien ouest.

Source de renseignements:
Centre de coordination de sauvetage,
Quartier général des Forces maritimes du Pacifique,
Bureau de la Poste Navale,
Victoria, (Colombie-Britannique),
VOS 1B0
Tél.: (604) 388-1543, Vancouver (604) 732-4141
Télex: 049-7410

SAR Halifax
Cette zone comprend la partie du Québec située à l'est du 70° parallèle ouest, les provinces maritimes, la Labrador, les eaux canadiennes situées au large de la côte est, le bassin de Foxe, le détroit d'Hudson et la partie de l'île de Baffin située au sud du 70° parallèle nord.

On peut obtenir des renseignements au:
Centre de coordination de sauvetage,
Quartier général du Commandement maritime,
Bureau de la Poste navale,
Halifax (Nouvelle-Écosse)
B3K 2X0
Tél.: (902) 426-4730 ou 4735
Télex: 019-21533

SAR Trenton
Cette zone comprend l'Ontario au complet, la partie du Québec située à l'ouest du 70° parallèle ouest, la moitié est de la baie d'Hudson et la Baie James.

On peut obtenir des renseignements auprès du:
Centre de coordination du sauvetage,
Base des Forces canadiennes de Trenton,
Bureau de poste militaire 303,
K0K 1B0
Tél.: (613) 392-2811, postes 380 et 3875
Télex: 06-62282

En cas d'urgence, on peut également appeler les centre de la circulation aérienne, les tours de contrôle des aéroports, les stations radio, les stations radiomaritimes, la GRC et les postes de police provinciaux et municipaux.

Toute personne qui signale une urgence, doit fournir les renseignements suivants:
a. son nom, son numéro de téléphone et à quel titre elle demande de l'aide (commandant d'un poste de la GRC, propriétaire d'un aéronef, etc.);
b. le type d'aide requise;
c. la description de l'aéronef, du navire ou de l'appareil en détresse;
d. une description détaillée de la situation faisant l'objet de l'appel d'urgence.

Transport Canada
Aides et voies navigables
La direction des Aides et voies navigables comprend les trois divisions suivantes qui sont particulièrement concernées par les programmes d'exploration au large des côtes:

La division de la Gestion du trafic maritime (Information) doit recevoir un préavis d'au moins 60 jours avant le début de tout programme d'exploration au large des côtes afin de pouvoir publier des avis destinés aux navigateurs. Ces avis sont diffusés chaque semaine à l'échelle mondiale,

La Division des Aides à la navigation maritime détermine si des aides à la navigation sont nécessaires à la réalisation du programme d'exploration,

La division des Programmes relatifs à la *Loi sur la protection des eaux navigables* doit recouvrir un préavis de 90 jours dans tous les cas où des travaux de forage doivent avoir lieu dans les limites des eaux territoriales, afin que les autorités puissent donner leur accord conformément à la *Loi sur la protection des eaux navigables*.

Toute communication à ce sujet doit être adressée à:
J.N. Ballinger
Directeur,
Direction des Aides et voies navigables,
Garde côtière canadienne,
Transports Canada,
OTTAWA (Ontario)
K1A 0N7
Tél.: (613) 992-2736

En outre, on peut communiquer au besoin avec un certain nombre d'agents des bureaux régionaux du Ministère. Ces bureaux se trouvent à Saint-Jean (Terre-Neuve), Darmouth (Nouvelle-Écosse), Québec (Québec), Toronto (Ontario) et Vancouver (Colombie-Britannique). En ce qui concerne les aides à la navigation dans l'Arctique, on peut s'adresser aux agents suivants:
Gestionnaire de district,
Garde côtière canadienne,
Transports Canada,
101 Boulevard Champlain,
QUÉBEC (Québec)
G1K 4H9
Tél.: (418) 694-3420
(Ce bureau est en charge des aides à la navigation dans la région de la baie et du détroit d'Hudson.)

Gestionnaire de district,
Garde côtière canadienne,
Transports Canada,
B.P. 5002,
HAY RIVER (Territoires du Nord-Ouest),
0XE 0R0
Tél.: (403) 874-2406

Direction des Systèmes de la flotte
La Direction des Systèmes de la flotte est responsable de deux aspects très importants des activités d'exploration au large des côtes. Ce sont l'aide à la navigation dans les eaux obstruées par les glaces et la recherche et le sauvetage en mer.

Lorsque des travaux doivent avoir lieu dans des régions où les glaces peuvent constituer un obstacle et où les services d'un brise-glaces ou tout autre service pourrait s'avérer nécessaire, il y a lieu de s'adresser à:
M. J.Y. Clarke,
Directeur,
Direction des Systèmes de la flotte,
Garde côtière canadienne,
Transports Canada,
OTTAWA (Ontario)
K1A 0N7
Tél.: (613) 992-4209

Recherche et sauvetage (Mer)
L'administration du transport maritime de la Garde côtière canadienne, Transports Canada, fournit les bateaux de recherche et sauvetage en mer et les contrôleurs maritimes de la Garde côtière canadienne qui coordonnent, avec les militaires des Forces canadiennes, les opérations de recherche et sauvetage mises en oeuvre par les centres de coordination des sauvetages de Victoria, Trention et Halifax. La Garde côtière canadienne fournit tout le personnel des sous-centres de recherche et sauvetage de Saint-Jean et de Québec, mais ne fournit aucun membre du personnel du centre de recherche et de sauvetage d'Edmonton. En outre, la Garde côtière canadienne doit veiller à la prévention des accidents maritimes au moyen de programmes d'éducation et de règlements et assurer la gestion du Programme auxiliaire de sauvetage maritime. Le commissaire de la Garde côtière est vice-président du Comité interministériel de recherche et sauvetage (ICSAR), qui est chargé de coordonner les activités des nombreux ministères fédéraux engagés dans la recherche et le sauvetage, en particulier le ministère de la Défense nationale et Transports Canada.

Se renseigner auprès du directeur des Systèmes de la flotte (voir l'adresse ci-dessus) ou de la personne suivante:
M. P.F. Boisvert,
Chef de la recherche et du sauvetage,
Garde côtière canadienne,
Transports canada,
OTTAWA (Ontario)
K1A 0N7
Tél.: (613) 995-5861

Direction de la Sécurité des navires
La Sécurité des navires comprend les divisions suivantes: l'Inspection des coques, l'Inspection des machines, les Services nautiques, la Prévision de la pollution, les Aéroglisseurs et l'Immatriculation des navires. La Direction est chargée, entre autres, de l'inspection et de l'immatriculation des navires en vertu de la Loi sur la marine marchande du Canada et de la Loi sur la prévention de la pollution des eaux arctiques. Elle s'intéresse en outre aux problèmes de sécurité et de pollution liés aux activités des navires, veille à l'application du Règlement sur la prévention de la pollution des eaux arctiques et est chargée de l'effectif marin et des questions touchant la sécurité

de la navigation et des opérations. On exige un préavis d'au moins 60 jours lorsque des travaux de forage doivent avoir lieu le long des voies de navigation empruntées par les navires affrétés ou sur le trajet même de ces navires, afin que les autorisations nécessaires puissent être obtenues.

On peut obtenir des renseignements en s'adressant à:
M. J. Hornsby,
Directeur,
Direction de la Sécurité des navires,
Garde côtière canadienne,
Transports Canada,
OTTAWA (Ontario)
K1A 0N7
Tél.: (613) 992-8892

Urgences — Garde côtière canadienne
Cet organisme est chargé d'établir les plans d'urgence de Transports Canada ayant pour but de palier aux déversements de pétrole ou de matières toxiques en mer, d'assurer la coordination des opérations et de fournir l'aide requise lorsque cela se produit. Ce service est offert en vertu du Plan des urgences en mer dans l'Arctique élaboré par la Garde côtière canadienne ou, dans le cas des eaux limitrophes, du plan mixte international qui s'applique.

On peut obtenir des renseignements et des conseils à l'adresse suivante:
Capitaine M.S. Greenham,
Urgences—Garde côtière canadienne,
Transports Canada,
OTTAWA (Ontario),
K1A 0N7
Tél.: (613) 992-9743

Enquête sur les accidents—Garde côtière canadienne
En vertu de la Loi sur la marine marchande du Canada et du Règlement sur les accidents maritimes, il faut faire rapport sans délai de tout accident en mer.

Pour obtenir des renseignements concernant les accidents en mer, les enquêtes et les épaves, il y a lieu de s'adresser à la personne suivante:
Capitaine B.D. Thorne,
Chef,
Enquêtes sur les accidents,
Garde côtière canadienne,
Transports Canada,
OTTAWA (Ontario)
K1A 0N7
Tél.: (613) 992-4930 ou 996-3808

Direction des Télécommunications et de l'électronique
La Direction doit, entre autres, fournir des services de communications maritimes mobiles et assurer l'exploitation et l'entretien d'aides électroniques à la navigation. On trouvera des précisions sur tous les services offerts par la Direction dans la publication intitulée Aides radio à la navigation maritime.

Au chapitre des services de communications mobiles, la Direction offre, entre autres, un "service de sécurité" qui consiste à diffuser la météo, l'état des glaces et les conditions de navigation et à capter sur des ondes données les messages de détresse et d'urgences ou tout autre message ayant trait à la sécurité. Elle assure également un service public de communications qui assure la transmission et la réception de radiotélégrammes mer-terre et, lorsque cela est possible, d'appels téléphoniques mer-terre.

On peut obtenir des renseignements et des conseils en s'adressant à:
M. B.B. Borodchak,
Directeur,
Direction des Télécommunications et de l'électronique,
Garde côtière canadienne,
Transports Canada,
OTTAWA (Ontario),
K1A 0N7
Tél.: (613) 996-3621

Ministère des Communications
Service de la réglementation des télécommunications
Ce service doit, entre autres, élaborer des normes techniques, choisir et coordonner les fréquences radio et accorder les permis de toutes les catégories de stations de radio, à l'exception des stations de radiodiffusion.

Les exploitants qui prévoient utiliser les radiocommunications lorsqu'ils effectuent des travaux au large des côtes doivent demander un permis applicable à toute station radio exploitée au Canada ou à bord d'un navire canadien, au moins six semaines avant la date prévue de mise en service de l'installation. On peut se renseigner sur les exigences concernant ces permis et obtenir les formules nécessaires à l'une des adresses suivantes:

A Ottawa:
Gestionnaire de district,
Ministère des Communications,
473 rue Albert,
OTTAWA (Ontario)
K1R 5B4
Tél.: (613) 992-9642

Dans l'Ouest canadien:
Directeur adjoint,
Ministère des Communications,
Réglementation des télécommunications,
325 rue Granville,
VANCOUVER (Colombie-Britannique),
V6C 1S5
Tél.: (604) 666-1469

Gestionnaire de district
Ministère des Communications,
386 ave. Broadway, bureau n° 200,
WINNIPEG (Manitoba)
R3C 3Y9
Tél.: (204) 949-4395

Gestionnaire de district,
Ministère de Communications,
Immeuble du gouvernement du Canada,
220, 4ième avenue sud-est, bureau n° 820,
B.P. 2905, Succursale "M",
CALGARY (Alberta),
T2P 2M7
Tél.: (403) 231-4203

Gestionnaire de district,
Ministère des Communications,
Immeuble Liberty, 10ième étage
10506 avenue Jasper,
EDMONTON (Alberta)
T5J 2W9
Tél.: (403) 425-5614

Gestionnaire de district,
Ministère des Communications,
11117, 100ième rue, bureau n° 202,
GRAND PRAIRIE (Alberta)
T8V 2N2
Tél.: (403) 532-3533

Dans le Nord canadien:
Gestionnaire de district,
Ministère des Communications,
Immeuble Polaris,
4133, 4ième avenue, bureau n° 201,
WHITEHORSE (Yukon),
Y1A 1H8
Tél.: (403) 667-5102

Gestionnaire de district,
Ministère des Communications,
B.P. 2700,
Yellowknife (Territoires du Nord-Ouest),
X1A 2R1
Tél.: (403) 873-3568

Au Québec et en Ontario:
Directeur adjoint,
Ministère des Communications,
55 avenue St-Clair est, 9ième étage,
TORONTO (Ontario)
M4T 1M2
Tél.: (416) 996-6289

Ministère des Communications,
Bureau régional,
2085 rue Union, 20ième étage,
MONTREAL (Québec)
H3A 2C3
Tél.: (514) 283-5682

Dans l'Est canadien:
Directeur adjoint,
Ministère des Communications,
B.P. 5090,
1222 rue Main
MONCTON (Nouveau-Brunswick)
E1C 8R2
Tél.: (506) 858-2025

Conseil national de recherches du Canada
Centre canadien des sciences spatiales
Les exploitants qui prévoient effectuer des travaux dans la région de la Baie d'Hudson doivent en informer à l'avance le Centre canadien des sciences spatiales. Des fusées sont en effet lancées au besoin à partir du champ de tir de Churchill. Les exploitants doivent donc fournir à l'organisme suivant les données concernant leurs travaux bien avant le début de ceux-ci:
B.L. Wetter,
Chef des opérations,
Centre canadien des sciences spatiales,
Conseil national de recherches du Canada,
100 chemin Sussex,
OTTAWA (Ontario)
K1A 0R6
Tél.: (613) 993-5836
Télex: 053-3715

A l'occasion, on lance également des fusées à partir des installations du cap Parry (Territoires du Nord-Ouest). A cet égard, le Conseil national de recherches du Canada peut coordonner ses activités avec celles des sociétés qui effectuent des travaux d'exploration dans les zones concernées.

Revenu Canada
Douanes et accise
La Direction générale des Opérations de l'Administration centrale est chargée d'appliquer les articles de la Loi sur la marine marchande du Canada qui ont trait au cabotage. Sous ce rapport, toute société qui doit importer des navires ou des installations et du matériel spécialisés pour exécuter des travaux d'exploration au large des côtes canadiennes et dans les îles arctiques peut se renseigner au sujet des douanes et de l'accise en s'adressant à:
M. E.D. Warren,
Directeur général,
Programmes sur le trafic international,
Revenu Canada,
Douanes et accise,
OTTAWA (Ontario),
K1A 0L5
Tél.: (613) 992-0693

Emploi et Immigration Canada
Division de l'immigration
M. C.W. Lloyd,
Directeur,
Programmes et liaison,
Direction du Recrutement et de la sélection,
Emploi et Immigration Canada,
OTTAWA (Ontario),
Tél.: (613) 995-3497

Les bureaux de Winnipeg et d'Edmonton d'Emploi et Immigration Canada se chargent de répondre aux demandes concernant l'admission dans les Territoires du Nord-Ouest. C'est le bureau de Vancouver qui répond aux demandes d'admission au Yukon.

À Tuktoyaktuk, c'est un agent de la GRC qui représente le Ministère et qui est chargé de l'admission au Canada par cette localité.

À Inuvik, on peut communiquer par téléphone avec le directeur du Centre d'emploi du Canada s'il s'avère nécessaire de prendre des arrangements préalables à l'admission au Canada. Comme il n'y a pas de représentant du Ministère à Aklavik, les équipes de travail qui préfèrent atterrir directement dans cette localité doivent prendre les dispositions nécessaires auprès du directeur du Centre d'emploi d'Inuvik.

Annexe II

Directives

On a fait parvenir à tous les titulaires de permis et de concessions les directives suivantes:

Dépenses consacrées au traitement et à l'interprétation des données géophysiques obtenues sur les terres du gouvernement canadien.
Une circulaire a été distribuée à tous les titulaires de permis et de concession afin de prévenir les exploitants qu'à compter du 1er janvier 1974, les sommes consacrées au traitement par ordinateur et à l'interprétation des données géophysiques obtenues au cours des travaux d'exploration effectués sur les terres du gouvernement Canadien ne seraient plus considérées comme des frais déductibles, à moins que l'interprétation et le traitement de ces données n'aient été exécutés au Canada.

A partir du 1er janvier 1974, tout exploitant qui présente une demande de déduction en vertu du Règlement sur le pétrole et le gaz des terres du Canada pour des travaux géophysiques effectués sur des terres du gouvernement canadien doit indiquer dans sa déclaration de dépenses le nom et l'adresse de la (ou des) société(s) ayant fourni premièrement les installations informatiques utilisées pour traiter les données géophysiques et deuxièmement les services d'interprétation des données géophysiques. Les sommes consacrées au traitement des données par ordinateur doivent être précisées séparément et ne doivent pas être incluses dans les dépenses d'interprétation de ces données.

En outre, si des données géophysiques sont traitées à bord d'un navire étranger, les dépenses encourues ne seront pas déductibles parce que ce travail sera considéré comme ayant été exécuté à l'extérieur du Canada.

Le Directeur,
Direction générale des Ressources non renouvelables du Nord,
Ministère des Affaires indiennes et du Nord Canada,
Signature

Transfert d'intérêts — Terres du gouvernement canadien
En vertu du Règlement sur le pétrole et le gaz des terres du Canada, aucun permis et aucune concession ne peuvent faire l'objet d'une cession avant que cette cession n'ait été enregistrée conformément au Règlement et approuvée par le Chef de l'organisme fédéral concerné. On prendra note que l'enregistrement de la cession d'un permis ou d'une concession ne peut être approuvée que si toutes les dispositions de l'entente ou un résumé en bonne et due forme de ces dispositions sont présentés au Chef de l'organisme fédéral concerné.

Tous les titulaires d'un permis ou d'une concession doivent par conséquent faire parvenir le plus tôt possible à l'organisme fédéral concerné une copie conforme des dispositions de chaque transaction en cours ou un résumé en bonne et due forme de ces dispositions. Dorénavant, les dispositions d'ententes de ce genre devront être déposées au moment de leur conclusion auprès du chef de l'organisme fédéral concerné.

Il est entendu que les documents traitant de ces ententes demeureront confidentiels jusqu'à ce que les sociétés en cause en autorisent la divulgation.

Le Directeur,
Direction générale des Ressources non renouvelables du Nord
Signature

Importation et utilisation de navires étrangers
L'importation et les activités des navires utilisés au large des côtes du Canada ou entre des ports canadiens et étrangers sont soumises aux dispositions de la Loi sur les douanes, de la Loi sur la marine marchande du Canada, du Règlement sur le cabotage et la circulation de navires étrangers et du Tarif des douanes. La Direction des Programmes des douanes de Revenu Canada est chargée d'appliquer, entre autres, ces lois et règlements.

Toute société qui souhaite importer des navires ou des installations et du matériel spécialisés dans le but d'effectuer des travaux d'exploration au large des côtes du Canada doit présenter une demande à cet effet au Ministère au moins 90 jours avant la date prévue pour le début des travaux, afin que les mesures nécessaires puissent être prises. Ce délai de 90 jours permet de déterminer si un navire immatriculé au Canada pourrait remplir les mêmes fonctions que le navire que l'on souhaite importer.

Toute demande doit préciser le secteur dans lequel les travaux seront effectués, ainsi que la durée approximative de ceux-ci et contenir une description détaillée du matériel d'exploration qui sera utilisé. Elle doit également fournir des données sur tous les autres points importants, y compris sur le volume des soutes et la capacité de stockage, l'aménagement, l'espace électrique nécessaire en sus de celle requise pour le fonctionnement normal du navire et les éventuelles restrictions relatives au tirant d'eau.

On peut se renseigner au sujet des douanes et de l'accise auprès du:
Directeur,
Direction générale des Programmes sur le traffic international,
Revenu Canada,
Douanes et accise,
OTTAWA (Ontario),
K1A 0L5
Tél.: (613) 992-0693

A: Tous les titulaires de permis et de concessions
Tous les exploitants pétroliers et gaziers
La Canadian Petroleum Association
La Independant Petroleum Association of Canada
La Canadian Association of Oil Well Drilling Contractors

Conversion au système métrique

L'article 4.02 du Programme de conversion au système métrique, approuvé par le Comité du système métrique et l'industrie pétrolière et gazière, est entré en vigueur le 1er janvier 1979.

Les ministères des Affaires indiennes et du Nord Canada et de l'Énergie, Mines et Ressources souhaitent informer les intéressés que depuis le 1er janvier 1979, on utilise les unités de mesure du système international dans les autorisations de forage et les formulaires de rapport et que les données sont compilées en unités de ce système. On recommande de consulter la troisième édition du Supplementary Metric Practice Guide publié par la Canadian Petroleum Association de Calgary ou le Manuel de conversion métrique de l'ingénieur en mécanique du bâtiment publié par Travaux publics Canada.

On trouvera dans le tableau suivant les unités utilisées par les ministères pour exprimer diverses données sur l'exploitation et le forage, ainsi que le degré de précision nécessaire.

Objet	Unité si utilisée	précision requise
Diamètre du trou	mm	10 mm (dizaines)
Pression	kPa	10 kPa (dizaines)
Diamètre du tubage	mm	1 mm (unités)
Densité	kg/m³	1 kg/m³ (unités)
Superficie détenue en vertu de permis ou de concession	ha	1 ha (unités)
Volume d'eau, de pétrole et d'autres liquides (15°C)	m³	0,1 m³ (dixièmes)
Volume de gaz (15°C et 101,325 kPa)	10^3m^3	0,1 10^3m^3 (dixièmes)
Profondeur et courtes distances	m	0,1 m (dixièmes)
Distance	km	0,1 km (dixièmes)
Calcul des redevances sur le pétrole	m³	0,01 m³ (centièmes)
Quantité de ciment	t	0,1 t (centièmes)

Toute demande de renseignements concernant le système métrique peut être adressée à:
M. S.A. Kanik,
Coordinateur du programme de conversion au système métrique pour le Nord
Tél.: (819) 997-9444

M.F. Lepine,
Coordonnateur de la conversion au système métrique de la Direction de la Gestion des ressources
Tél.: (613) 996-9351

Exigences concernant les rapports sur les levés sismiques 3D
Les rapports d'études géophysiques réalisés sur toutes les terres du gouvernement canadien doivent être soumis en trois exemplaires dès que l'exploitant possède les données nécessaires ou dans un délai d'un an, conformément à la Loi sur le pétrole et le gaz du Canada. En raison du caractère particulier des levés 3D, il est nécessaire de fournir des renseignements supplémentaires.

Les rapports géophysiques sur les levés 3D doivent contenir les renseignements ci-dessous. Si l'une ou l'autre de ces données n'est pas disponible ou n'est pas applicable aux levés en question, il y a lieu de le préciser dans le rapport sous la rubrique correspondante.

1. Un rapport sur les travaux, tel qu'exigé pour toutes les études géophysiques, mais accordant une attention particulière aux techniques de levés. Dans le cas des études effectuées en mer, il faut décrire les méthodes utilisées pour suivre la trajectoire des câbles.

2. Un rapport sur le déroulement des travaux, tel qu'exigé pour toutes les études géophysiques, mais accordant une attention particulière à la vitesse 3D et aux méthodes de migration et à la dérivation statique.

3. Un rapport d'interprétation portant sur les résultats de l'analyse des données et comprenant au besoin des illustrations. Il faut inclure toutes les cartes dressées lors de l'interprétation.

4. Les données suivantes:
   — des cartes indiquant les points de tir sismique,
   — des exemplaires des profils sismiques complets. Il n'est pas nécessaire de soumettre toutes les lignes relevées, mais l'écart entre celles-ci ne doit pas dépasser 500 m et on doit indiquer toutes les lignes reliées aux puits,
   — toutes les lignes courbes,
   — les reproduction sur papier de toutes les coupes sismiques horizontales, y compris celles comportant diverses possibilités de présentation (c'est-à-dire les phases et l'amplitude),
   — *une copie* du film représentant la coupe temporelle horizontale,
   — la vitesse R.M.S.

Annexe III

Formulaires

La Direction générale des Ressources non renouvelables du Nord du ministère des Affaires indiennes et du Nord Canada est membre du Comité fédéral-provincial des statistiques sur le pétrole et le gaz, lequel réunit les divers ministres des mines. En collaboration avec les quatre provinces de l'Ouest et Statistiques Canada, la Direction générale a uniformisé ses formulaires de rapport sur l'activité pétrolière et gazière. Cette mesure permet aux organismes gouvernementaux d'éviter le double emploi et, surtout, rend possible le traitement par ordinateur des formulaires provenant des provinces de l'Ouest, du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest, sans modification des programmes.

N° du formulaire	*Titre du formulaire*
AINC 52-90-1**	Demande d'autorisation de forage
AINC 52-90-2	Données de parachèvement de puits
AINC 52-90-3**	Demande de modification à l'autorisation de forage
AINC 52-90-4**	Demande de changement de nom d'un puits
AINC 52-90-5**	Demande d'abandon d'un puits ou de suspension de forage
AINC 52-90-6**	Demande de transformation d'un puits
AINC 52-90-7	Rapport de reprise n°
AINC 52-90-8	Demande d'autorisation de mélanger la production avant jaugeage
AINC 52-90-9	Données de la capacité de production des puits de gaz naturel — méthode monographe 7
AINC 52-90-10	Données de la capacité de production des puits de gaz naturel — méthode de Vitter
AINC 52-90-11	T.M.P. (taux maximal de prodution) — pétrole—calculs
AINC 52-90-12	Rapport—nouveau puits de pétrole
AINC 52-90-13	Rapport—nouveau puits de gaz
AINC 52-90-17	Rapport de nouveaux puits de service
AINC 52-90-18	Rapport mensuel des injections d'eau
AINC 52-90-20	Rapport mensuel sur les volumes d'eau recueillis et sur l'élimination des autres matières fluides
AINC 52-90-23	Études géologiques et analyse de photos aériennes, dépenses
AINC 52-90-24	Travaux géophysiques terrestres — dépenses
AINC 52-90-25	Tavaux géophysiques marins — dépenses
AINC 52-90-26	Programme de forages, y compris les sondages géologiques — dépenses
AINC 52-90-27	Programme de participation — dépenses
AINC 52-90-28	Géophysique—levé sismique, aéromagnétique et gravimétrique programme de participation — exploitants
AINC 52-90-29	Programmes de recherches, études environnementales — programme de participation — exploitants
AINC 52-90-30	Études géologiques, cartographie et analyses photogéologiques — programme de participation — exploitants
AINC 52-91**	Avis de commencement des travaux de sondage
AINC 52-91-1**	Avis de commencement des travaux de recherche et d'exploitation
AINC 52-92	Demande d'autorisation de sondages géologiques
AINC 52-93	Rapport d'abandon de sondages géologiques
AINC 52-83	Avis de groupement
AINC 52-103**	Demande de concession de pétrole et de gaz
AINC 51-183	Relevé mensuel des accidents

Tous les formulaires doivent être remplis par l'exploitant.
** A remplir en trois exemplaires; tous les autres formulaires doivent être soumis en deux exemplaires.

Tous les formulaires, à l'exception de l'AINC 52-83, de l'AINC 52-90-23 à l'AINC 52-90-27, de l'AINC 52-91, de l'AINC 52-91-1 et de l'AINC 52-103, doivent être adressés à l'ingénieur régional (conservation des hydrocarbures) à Yellowknife (Territoires du Nord-Ouest).

Les formulaires AINC 52-91 et 52-91-1 doivent être remis à la Section des travaux d'exploration pétrolière et gazière, C.P. 2638, succursule "M", Calgary (Alberta) T2P 3C1.

Les formulaires suivant ont été établis conformément au Règlement sur le pétrole et le gaz des terres du Canada et au Règlement sur le forage des puits de pétrole et de gaz au Canada. Ils doivent être remplis, le cas échéant, au cours des diverses étapes de l'exploitation des puits de pétrole et de gaz et des travaux de raffinage.

N° du formulaire	*Titre du formulaire*
AINC 52-116-1	Rapport mensuel de production
AINC 52-116-2	État mensuel des dispositons et des redevances à la Couronne
AINC 52-116-3	État mensuel du volume de gaz capté
DBS 6511-38	État mensuel du volume de pétrole brut fourni au pipeline
AINC 52-116-5	Rapport mensuel des acheteurs de pétrole brut et condensat
AINC 52-116-6	État mensuel d'usines de traitement du gaz
DBS 6511-37	État mensuel des distributeurs de gaz naturel
AINC 52-116-8	État mensuel des produits de l'usine de traitement du gaz
AINC 52-116-9	État mensuel des acheteurs de gaz, de pétrole liquéfié
AINC 52-116-10	Rapport mensuel de raffinage
AINC 52-116-11	Rapport mensuel des travaux d'injection de gaz liquéfié
AINC 52-116-10	Rapport mensuel de raffinage
AINC 52-116-11	Rapport mensuel des travaux d'injection de gaz
AINC 52-116-12	Engagement d'achat et déclaration des besoins estimatifs de pétrole brut, de condensat et de fraction des pentanes (hydrocarbures supérieurs)
AINC 52-116-13	Rapport mensuel des activités de l'usine de soufre

Nota:
Tous les formulaires doivent être remplis par l'exploitant. L'exploitant doit remplir les formules 6511-37 et 6511-38 en trois exemplaires. Les deux premiers exemplaires doivent être envoyés à la Direction générale des Ressources non renouvelables à Ottawa. Le troisième sera remis à l'ingénieur régional (conservation des hydrocarbures) à Yellowknife (Territoires du Nord-Ouest).

Les autres formulaires doivent être remplis en deux exemplaires; l'original est expédié à la Direction générale des Ressources non renouvelables du Nord à Ottawa, tandis que le double est adressé à l'ingénieur régional (conservation des hydrocarbures) à Yellowknife (Territoires du Nord-Ouest).

Toutes les données des formulaires susmentionnés ont été converties en unités métriques et les nouveaux formulaires ont été distribués à l'industrie. Depuis le 1er janvier 1979, l'utilisation des unités de mesure du système international est obligatoire.

Annexe IV

Provinces géologiques

1 Plateau stable de l'Arctique
Le plateau stable de l'Arctique se situe entre le bouclier précambrien au sud et le géosynclinal au nord et à l'ouest. Cette zone est constituée d'une mince couche de carbonates du paléozoique inférieur, légèrement inclinée et relativement peu dérangée, qui repose sur le craton et s'épaissit au nord du bouclier. Le plateau se divise en plusieurs bassins, le bassin de Foxe se trouvant à l'extrémité est.

2 Géosynclinal Franklinien (faisceau de plis de l'arctique)
La zone de déformation paléozoique sépare, au sud et à l'est, le géosynclinal franklinien du plateau stable de l'Arctique. Dans cette région, la sédimentation s'est produite de façon continue du Cambrien au Dévonien supérieur. On distingue deux ceintures de sédimentation: une ceinture miogéosynclinale qui s'étend de l'île Banks au nord du Groenland et une ceinture eugéosynclinale qui apparaît seulement sur les îles Axel Heiberg et Ellesmere. Les épaisses roches carbonatées et clastiques pourraient être des réservoirs. Les strates qui se sont plissées au cours de l'orogénie ellesmérienne à la fin du Dévonien ou au début du Carbonifère servent de socle au bassin Sverdrup.

3 Bassin Sverdrup
Une importante discordance apparaît à la base du Bassin Sverdrup formé de strates remontant du Pennsylvanien inférieur au Tertiaire qui recouvrent les couches paléozoiques plissées du géosynclinal franklinien. L'axe structural et sédimentaire du bassin Sverdrup, en direction nord-est, va de l'île Banks au nord de l'île Ellesmere. Le long de cet axe, la couche sédimentaire a plus de 7 600 m d'épaisseur. Interrompue par des discordances, la couche s'amincit vers l'extérieur et forme un bassin allongé. L'épaisseur et le faciès des sédiments indiquent que les limites actuelles du bassin, au sud et à l'est, correspondent à peu près aux premières limites des dépôts sédimentaires. Les strates tertiaires de la plaine côtière de l'Arctique masquent les limites nord et ouest du bassin. Les évaporites qui datent de la fin du Paléozoique forment des structures diapirs sur l'axe du bassin. Dans la partie est surtout, les sédiments du Crétacé supérieur et d'autres plus anciens renferment des filons-couches et des dykes magmatiques d'intrusion de diverses épaisseurs. Lors de l'orogénie eurékienne, de la fin du Crétacé et du début du Tertiaire, des failles et des plissements se sont produits d'un bout à l'autre du bassin, causant la montée de masses diapirs. Ces déformations sont plus prononcées aux limites nord-est du bassin. C'est dans les épaisses couches sableuses du Jurassique et du Trias que se trouvent les réserves d'hydrocarbures les plus importantes.

4 Plaine côtière de l'Arctique
Au nord et à l'ouest, les bords continentaux et océaniques du bassin Sverdrup sont recouverts d'épaisses roches clastiques, relativement peu perturbées, du Tertiaire et du Pléistocène. Les couches s'inclinent légèrement vers le plateau et le talus continentaux et elles sont plus épaisses sur le plateau et le talus. Dans cette zone, la largeur du plateau est d'environ 160 km. Les eaux qui le recouvrent au large du delta du Mackenzie forment la mer de Beaufort. À cet endroit, le talus continental atteint des profondeurs variant de 600 à 3 000 m. La zone profonde de l'océan Arctique, appelée bassin Canada, forme une plaine abyssale au pied du talus continental. Les couches du Tertiaire et du Mesozoique renfermeraient, selon toute probabilité, les plus importantes réserves de pétrole et de gaz naturel en mer. Les forages en mer dans cette zone sont difficiles à cause de la banquise et très coûteux car la saison des travaux est courte.

5 Bassin formé par la baie de Baffin et le détroit de Davis

Le bassin formé par la baie de Baffin et le détroit de Davis est entièrement recouvert par les eaux. Plusieurs théories tentent d'expliquer son origine. Selon la plus reconnue, la masse formée du Groenland et de la Terre de Baffin se serait fracturée et séparée à partir d'un pivot situé au nord-ouest, par le processus de la dérive des continents. Les études géophysiques ont révélé que le bassin recouvre la croûte océanique, qu'il n'y a pas de dorsale médiane et que les dépôts sédimentaires peuvent atteindre 7 600 m d'épaisseur. Cette couche s'amincit et disparaît complètement près du littoral et sur le seuil du détroit de Davis. Au bord du bassin, les affleurements rocheux sont surtout précambriens. Les principaux dépôts sédimentaires sont le bassin Thulé au large de Cumberland. Les détroits de Lancaster et de Jones sont des fossés tectoniques dans lesquels une épaisse couche de roches clastiques s'est accumulée. Un important réseau de drainage du Tertiaire a transporté ces sédiments de l'ouest dans le bassin. L'important volume de jeunes sédiments et la présence de pièges favorable à la formation d'hydrocarbures sont des signes très promotteurs des réserves que le bassin pourrait renfermer.

6 Bassin Banks

Le bassin Banks se situe au centre et à l'ouest de l'île Banks et des plaines côtières voisines. Dans presque toute la région, des roches clastiques du Tertiaire et du Crétacé recouvrent surtout des sédiments du Dévonien inférieur et moyen. À l'extrémité sud, on trouve les roches algonkiennes de l'arche de Minto. Peu de forages ont été effectués dans les sédiments du bassin Banks, mais la présence d'une épaisse couche de sédiments du Tertiaire et du Mésozoïque et le faciès récifal de roches carbonatées du Dévonien et du Silurien laissent présager de modestes réserves d'hydrocarbures.

7 Bassin formé du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort.

La province pétrolière du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort est formée d'une épaisse couche de sables crétacés et tertiaires productifs. Au sud de ce bassin, le delta du Mackenzie est délimité au sud-ouest par le soulèvement de Romanzof, au sud par les chaînons Richardson, au sud-est par l'arche des lacs des Esquimaux et au nord par l'océan Arctique. La mer de Beaufort est l'un des rentrants qui dentèlent le littoral de l'océan Arctique. La plain côtière voisine de la mer de Beaufort, prolongement latéral du plateau continental est considérée comme l'extension continentale de la plate-forme de la mer de Beaufort. La province pétrolière de la mer de Beaufort est voisine des plaines côtières du Yukon, du delta du Mackenzie et de Banks.

Des failles de croissance rayonnent du delta du Mackenzie et strient la plaine côtière. Des diapirs de schistes argileux forment de larges structures, au large des côtes surtout. Les grès deltaïques et océaniques, interstratifiés et voisins de schistes argileux riches en matières organiques, sont des réservoirs potentiels d'hydrocarbures.

8 Plaines intérieures

a) Plaine de Great Slave — La plaine de Great Slave s'étend à l'ouest du Grand lac des Esclaves, jusqu'au plateau de la Liard et aux monts Mackenzie. Les strates inférieures, qui datent surtout du Dévonien, sont recouvertes en partie par les restes d'une épaisse couche du Crétacé. L'épaisseur des sédiments varie de 0 m à l'est à plus de 3 000 m à l'ouest. Les dolomies et calcaires poreux qui remontent au Dévonien moyen sont des réservoirs de gaz naturel.

b) Plaine Great Bear — La plaine Great Bear est formée de sédiments du Crétacé inférieur et supérieur qui recouvrent partiellement la roche saine qui remonte à l'Ordovicien et Dévonien. L'épaisseur des sédiments varie de 0 m à l'est à plus de 1 800 m à l'ouest, le long de la bordure orientale des monts Franklin.

c) Plaine Anderson — La plaine Anderson s'étend à l'est du delta du Mackenzie. Des couches du crétacé reposent en discordance sur celles du Paléozoique inférieur et moyen. Des sédiments de plus de 2 400 m d'épaisseur sont accumulés le long d'un axe sud-ouest-nord-est et les puits C.P.O.G. Kugaluk N-02 et Elf Horton River G-02 ont été forés dans ces dépôts du Crétacé.

d) Plaine du Mackenzie — La plaine du Mackenzie se situe entre les monts Franklin et Mackenzie. Des couches du Crétacé reposent en discordance sur celles du Paléozoique inférieur et moyen. L'épaisseur de la couche sédimentaire varie de 1 200 m à 2 700 m. Du pétrole, qui provient de la formation Kee Scarp du Dévonien, est extrait à Norman Wells et on a relevé des traces d'hydrocarbures dans les roches du Crétacé et du Silurien.

e) Plaine de Peel — La plaine de Peel s'étend au nord-est du plateau Peel et borde, au nord-ouest, la plaine du Mackenzie. Elle est recouverte de sédiments crétacés et jurassiques qui couvrent des roches carbonatées et des schistes argileux du Paléozoique. Ces sédiments sont semblables à ceux de la plaine du Mackenzie et leur épaisseur varie de plus de 4 200 m au sud-ouest à 2 400 m au nord-est. On a relevé des traces d'hydrocarbures dans les roches du Dévonien inférieur.

9 Plateau et chaîne de la Liard
Le plateau et la chaîne de la Liard se situent à l'ouest de l'extrémité sud de la plaine de Great Slave et au nord-ouest des basses-terres de Fort Nelson. Une mince couche crétacée repose en discordance sur les strates du Paléozoique. Les champs pétrolifères de Beaver River et de Pointed Mountain ont produit ou produisent encore du gaz naturel extrait des dolomies de la formation Nahanni datant du Dévonien moyen. Les réserves du gisement de Beaver River, au Yukon, maintenant épuisées, provenaient de grands anticlinaux faillés contenant des sables mississipiens.

10 Plain d'Eagle
Le bassin de la plaine d'Eagle s'étend entre les monts Ogilvie et les chaînons Richardson. La couche sédimentaire a près de 6 100 m d'épaisseur dont la moitié environ date du Paléozoique et du Mésozoique et le reste, du Tertiaire et du Cénozoique. Ce bassin a été modifié par des mouvements tectoniques. Des traces d'hydrocarbures ont été décelées dans les couches du Mississippien, du Dévonien et de l'Ordovicien.

11 Plateau de Peel
Le plateau de Peel est délimité au nord-est et à l'est par la plaine de Peel, au sud par les monts Mackenzie et à l'ouest par les chaînons Richardson. Il est formé de roches clastiques du Tertiaire et du Crétacé qui recouvrent en discordance des schistes argileux et des carbonates du Paléozoique. L'épaisseur des sédiments varie de 3 000 m à l'est à 6 100 m à l'ouest. Des traces d'hydrocarbures ont été décelées dans les strates du Crétacé et du Dévonien moyen.

12 Bassin de Old Crow
Le bassin de Old Crow est un bassin d'entremont, relativement peu exploré, qui couvre une superficie d'environ 6 200 km^2. Il est situé par 68° de latitude nord et 140° de longitude ouest. Les études géophysiques ont révélé qu'il est formé de roches clastiques du Mésozoique et du Tertiaire ayant de 500 à 1 500 m d'épaisseur. Ces roches recouvrent des sédiments du Dévonien supérieur, du Carbonifère et du Permien qui atteignent 3 000 m d'épaisseur. Le bassin de Old Crow, tel qu'il existe actuellement, s'est formé au cours de l'orogénie laramienne, à l'époque tertiaire.

13 Bassin de Whitehorse
Le bassin de Whitehorse se situe à l'extrémité nord du géosynclinal médiane de la cordillère. D'une longueur de 240 km et d'une largeur de 110 km, il est formé d'une couche sédimentaire prouvant atteindre 4 600 m d'épaisseur qui remonte du début du Crétacé à la fin du Trias.

L'annexe V est une bibliographie succincte de la géologie du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest.

Annexe V

Bibliographie sélective

Un grand nombre de rapports et de documents traitent des régions ou des bassins géologiques du Nord du Canada. La plupart de ces ouvrages sont des publications de la Commission géologique du Canada (C.G.C.) ou des comptes rendus ou des mémoires publiés par diverses sociétés. On trouvera dans l'*Index des publications, 1959-1974*, publie par la Commission géologique du Canada en 1976 et rédigé par P.J. Griffen, une liste complète des rapports publiés par la Commission, dont les plus importants sont les suivants:

Aitken, J.D. et Glass D.J. (rédacteurs)
GAC — *GSPG Proceedings of the Symposium on the Geology of the Canadian Arctic*, Geol. Assoc. Can. et Can. Soc. Pet. Geol., 1973.

McCrossan, R.G. (rédacteur)
Future Petroleum Provinces of Canada, Can. Soc. et Pet. Geol., mémoire n° 1, 1973.

Wren, A.E. et Cruz R.B. (rédacteurs)
Proceedings of the 1973 National Convention, Canadian Society of Exploration Geophysicists, 1974.

Yorath, C.J., Parker, E.R. et Glass, D.J. (rédacteurs)
Canada's Continental Margins and Offshore Petroleum Exploration, Can. Soc. Pet., mémoire n° 4, 1975.

On trouvera dans la publication du MAINC intitulée Rapports techniques concernant la prospection pétrolière et gazière, 1921-1978, une liste complète des rapports techniques de l'industrie pétrolière qui ne sont plus confidentiels.

Dans la liste suivante, on trouvera les titres des ouvrages qui ne sont pas répertoriés dans les publications mentionnées ci-dessus:

Territoires du Nord-Ouest — Zone continentale

Bily, C. et Dick, J.W.C.
Naturally Occurring Gas Hydrates in the Mackenzie Delta, N.W.T. Bull. Can. Pet. Geol., vol. 22, n° 3, pp. 340 à 353, 1974.

Cote, R.P., Rector, R., Lerand, M.
Gulf Describes Geology of the Parsons Lake Gas find, Bull. Can. Pet. Geol., vol. 22, n° 1, pp. 72 à 78, 1974.

Crickmay, C.H.
Ramparts, Beavertail and Other Devonian Formations, Can. Pet. Geol., vol. 18, n° 1, pp. 67 à 79, 1970.

Law, J.
Regional Devonian Geology and Oil and Gas Possibilities, Upper Mackenzie River Area, Bull. Can. Pet. Geol., vol. 19, n° 2, pp. 437 à 484, 1971.

Meijer-Drees, N.C.
Geology of the Lower Paleozoic Formations in the Subsurface of the Fort Simpson Area, District of Mackenzie, C.G.C., document n° 74-40, 1975.

Norfords B.S. et Macqueen R.W. *Lower Paleozoic Franklein Mountain and Mount Kindle Formations, District of MacKenzie — This Type Section and Regional Development*, C.G.C., document n° 74-34, 37 pp. 1975.

Smith, M.W.
Permafrost in the MacKenzie Delta, C.G.C., document n° 75-28, 1976.

Vopni, L.K. et Lerbekmo J.F.
The Horn Plateau Formation: A Middle Devonian Coral Reef Northwest Territories, Bull. Can. Pet. Geol., vol. 20, n° 3, pp. 498 à 548, 1972.

Young F.G.
Upper Cretaceous Stratigraphy, Yukon Coastal Plain and Northwestern Mackenzie Delta, C.G.C., bulletin n° 249, 1975.

Young, F.G., Myhr, D.W., et Yorath, C.J.
Geology of the Beaufort — Mackenzie Basin, C.G.C., document n° 76-11, 1976.

Plaine D'Eagle et Yukon septentrional
Bamber, E.W. et Waterhouse, J.B.
Carboniferous and Permian Stratigraphy and Paleontology, Northern Yukon Territory, Bull. Can. Pet. Geol., vol. 19, n° 1, pp. 29 à 249, 1971.

Lenz, A.C.
Ordovivian to Devonian History of Northern Yukon land Adjacent District of MacKenzie, Bull. Can. Pet. Geol., vol. 20, n° 2, pp. 321 à 361, 1972.

Miall, A.D.
Regional Geology of Northern Yukon, Bull. Can. Pet. Geol., vol. 21, n° 1, pp. 81 à 116, 1973.

Norris, A.W.
Devonian and Northern Yukon Territory and Adjacent District of Mackenzie Int. Symp. Devonian System, Alberta Soc. Pet. Geol., 1967.

Îles Arctiques
Balkwill, H.R.
Evolution of Sverdrup Basin, Arctic Canada, Bull. Am. Assoc. Pet. Geol., vol. 62, n° 6, pp. 1004 à 1028, 1978.

Embry, A.F. et Klovan, J.E.
The Middle — Upper Devonian Clastic Wedge of the Franklinian Geosyncline, Bull. Can. Pet. Geol., vol 24, n° 4, pp. 485 à 639, 1976.

Frebold, H.
Jurassic Faunas of the Canadian Arctic, C.G.C., bulletin n° 243, 1975.

Klovan, J.E. et Embry, A.F. III
Upper Devonian Stratigraphy Northeastern Banks Island, Bull. Can. Pet. Geol., vol. 19, n° 4, pp. 705 à 729, 1971.

Plauchut, B.P.
Geology of the Sverdrup Basin, Bull. Can. Pet. Geol., vol. 19, n° 3, pp. 659 à 679, 1971.

Plauchut, B.P. et Jutard, G.G.
Cretaceous and Tertiary Stratigraphy, Banks and Eglinton Islands and Anderson Plains, Bull Can. Pet. Geol., vol. 24, n° 3, pp. 321 à 371, 1976.

Snowdon, L.R. et Roy, K.J.
Regional Organic Metamorphism in the Mesozoic Strata of the Sverdrup Basin, Bull. Can. Pet. Geol., vol. 23, n° 1, pp. 131 à 172, 1975.

Stuart-Smith, J.H. et Wennekers, J.H.N.
Geology and Hydrocarbon Discoveries of Canadian Arctic Islands, Am. Assoc. Pet. Geol. Bull., vol. 61, n° 1, pp. 1 à 28, 1977.

Plaine côtière et plateau continentale de l'Arctique
Sobczak, L.W.
Gravity and Deep Structure of the Continental Margin of Banks Island and Mackenzie Delta, Can. J. Earch Sci., vol. 12, pp. 248 à 395, 1975.

Bassin et basses-terres de la baie d'Hudson
Stanford B.V. et Norris, A.W.
Devonian Stratigraphy of the Hudson Platform: Part I, Stratigraphy and Economic Geology, C.G.C., mémoire n° 379, 1975.

Bassin Foxe et baie de Baffin
Keen, C.E. et al.
Geophysical Studies in Baffin Bay and Some Tectonic Implications, Can. J. Earth Sci., vol. 9, n° 3, 1972.

Keen, C.E. et Barrett D.L.
Structural Characteristics of Some Sedimentary Basins in Northern Baffin Bay, Can. J. Earch Sci., vol. 10, n° 7, pp. 1267 à 1278, 1973.

Trettin, H.P.
Investigations of Lower Paleozoic Geology, Foxe Basin, Northeastern Melville Peninsula and Parts of Northwestern and Central Baffin Island, G.C.C., bulletin n° 251, 1975.